



USAID
FROM THE AMERICAN PEOPLE

PEAC

PREMIERE ETUDE DU SCHEMA DIRECTEUR POUR
L'AFRIQUE CENTRALE.

MAI 2005

Ce rapport a été rédigé pour commentaire pour le compte de l'Agence des Etats-Unis d'Amérique pour Développement International (USAID). Ce document a été préparé par PA Government Services Inc.

PEAC

Première Etude du Schéma Directeur pour l'Afrique Centrale.

Mai 2005

© PA Knowledge Limited 2005

Les opinions exprimées par les auteurs dans ce rapport ne reflètent pas nécessairement les points de vue de l'Agence des Etats-Unis pour Développement International (USAID) et du Gouvernement des Etats-unis d'Amérique.

PA Government Services Inc.
1750 Pennsylvania Avenue
Suite 1000
NW Washington
DC 20006
Tel: +1 202 442 2000
Fax: +1 202 442 2001
www.paconsulting.com

Version: 1.0

AVANT-PROPOS

PA Consulting Group a élaboré le présent rapport sous le financement de l'Agence des Etats-Unis d'Amérique pour le Développement International (USAID). Le rapport présente les principaux points de l'étude préliminaire du schéma directeur du marché électrique d'Afrique Centrale.

Le présent document reflète et synthétise les opinions des consultants, à l'issue d'une série d'entretiens avec le Secrétariat Permanent de Pool Electrique de l'Afrique Centrale (PEAC) et le reste du personnel du PEAC, des sociétés d'électricité nationales et des Directions de l'énergie au sein des Ministères appropriés nationaux. Il s'appuie également sur de nombreux rapports sur les secteurs électriques nationaux et également plusieurs études techniques d'interconnexion des pays qui composent l'Afrique Centrale.

L'étude s'est déroulée entre le mois de décembre 2004 et le mois de mai 2005. Pendant cette période, l'équipe de consultants s'est attachée à collecter l'information nécessaire à la réalisation de ce premier schéma directeur pour l'Afrique Centrale. Les limites de l'étude sont principalement la qualité et la fiabilité des informations fournies, mais ce premier schéma directeur a mis en évidence le besoin d'enrichissement et de validation des données sur les secteurs électriques. Ce travail d'approfondissement et de remise à jour des données et des informations nécessaires à la mise à jour du schéma directeur étant une activité contenue dans le plan d'actions que nous avons développé dans nos recommandations

Nous tenons à remercier toute l'équipe du PEAC pour l'aide et l'assistance qu'ils nous ont apportés tout au long de l'étude, les experts planification et les directeurs généraux des sociétés d'électricité ainsi que leurs conseillers et les directeurs d'administration centrales. Nous tenons à remercier le personnel de l'Ambassade des Etats-Unis d'Amérique pour l'aide qu'il nous ont apporté sur tous les aspects logistiques et déplacements inhérents à la réalisation de l'étude. Nous remercions le personnel de l'USAID en charge du suivi de l'étude à Kinshasa, pour son appui et sa participation au déroulement des travaux.

L'équipe PA Consulting était constituée d'Ignacio Rodriguez, Directeur de projet, de Jean-Luc Roy, chef de projet, d'Igor Zakharov, expert institutionnel et de Issa Diaw et Papa Biteye, experts techniques, Sidy Kane, expert modélisateur, ainsi que Brian Bowen et le professeur Tom Sparrow du « Power Pool Development Group » de l'université Purdue dans l'Indiana (Etats-Unis d'Amérique).

LISTE D'ABREVIATIONS

BAD	Banque africaine de développement
BM	Banque mondiale
BOO	Build, Own, Operate
BOOT	Build, Own, Operate, Transfer
CEPGL	Communauté Economique des Pays des Grands Lacs
ECA	Export Credit Agency
EDEL	Electricité de distribution d'électricité de Luanda
EEEEAO	Système d'Echanges de l'Energie Electrique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP)
EGL	Energie des Grands Lacs
EIA	Energie Information Administration (Etats Unis d'Amérique)
ENE	Empresa nacional d'electricidade (Angola)
ENERCA	Société d'Energie Centrafricaine
ERR	Entité de la régulation régionale
IFI	Institution internationale de financement
IEPF	Institut de l'Energie des Pays Francophones
IPP	Producteur Indépendant de l'Electricité / Independent Power Producer
ISO	Opérateur indépendant du système de transport
IBN	Initiative du Bassin du Nil
NERC	Commission nationale de la régulation d'électricité (USA)
PEAC	Pool énergétique de l'Afrique Centrale
PIP	Projets intégrateurs prioritaires
PETL	Projets d'électrification transfrontalière des localités
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PPA	Contrat d'achat d'énergie / Power purchase agreement
REGIDESO	Régie de production et de distribution d'eau et d'électricité (Burundi)
RDC	République Démocratique du Congo
SINELAC	Société Internationale d'Electricité des Grands Lacs
SADC	Communauté pour le Développement de l'Afrique Australe
SAPP	Pool énergétique de L'Afrique Australe (Southern Africa Power Pool)
SNE	Société nationale d'électricité (Congo)
SNEL	Société nationale d'électricité (RDC)

Liste D'Abréviations ...

SONEL	Société nationale d'électricité (Cameroun)
STEM	Marché d'énergie à court terme (Short Term Energy Market)
UCTE	Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité
USAID	Agence pour le développement international des Etats-Unis
WAPP	West Africa Power Pool (l'EEEO)
WARP	West Africa Regional Program (USAID)

Table des Matières du Rapport

AVANT-PROPOS	i
1. Synthèse	1-1
1.1 Introduction	1-1
1.2 Role et Plan d’actions du PEAC et résultats du premier schéma directeur régional	1-2
1.3 Récapitulatif	1-18
2. Introduction	2-1
2.1 Historique	2-1
2.2 Objectifs de l’étude de schéma directeur	2-2
2.3 Portée de l’étude	2-3
2.4 Organisation du rapport	2-4
3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional	3-1
3.1 Introduction	3-1
3.2 Angola	3-2
3.3 Burundi	3-9
3.4 Cameroun	3-18
3.5 Congo	3-24
3.6 Gabon	3-33
3.7 Guinée Equatoriale	3-38
3.8 République Centrafricaine	3-42
3.9 République Démocratique du Congo	3-47
3.10 Rwanda	3-61
3.11 Tchad	3-72
4. Conception du pool énergétique pour l’Afrique Centrale	4-1
4.1 La répartition des coûts de l’électricité et le rôle des pools énergétiques	4-1
4.2 L’expérience africaine en matière d’interconnexions et d’échanges d’énergie électrique	4-2
4.3 Situation actuelle du secteur électrique dans l’espace CEEAC	4-5
4.4 Evolution du PEAC à ce jour	4-8
5. Méthodologie d’élaboration des programmes d’actions pour la mise en oeuvre du PEAC	5-1
5.1 Approche méthodologique	5-1
5.2 Infrastructure interconnectée de La CEEAC	5-2
5.3 Système de gouvernance du PEAC	5-2
5.4 Renforcement des capacités	5-4

5.5	Programmation du processus de la mise en oeuvre du PEAC	5-4
6.	Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions	6-1
6.1	Introduction	6-1
6.2	Vue d'ensemble des interconnexions de la sous-région	6-2
6.3	Méthodologie de développement du premier schéma directeur	6-3
6.4	Base de données électrique régionale	6-10
6.5	Résultats du premier schéma directeur électrique régional	6-11
6.6	Prochaines étapes	6-22
7.	Plan d'actions pour la mise en œuvre du système de gouvernance du PEAC	7-1
7.1	Cadre juridique pour le secteur électrique régional	7-1
7.2	Cadre technique de gestion des activités opérationnelles	7-3
7.3	Mise en place de la régulation régionale des activités du PEAC	7-10
7.4	Programme de renforcement des capacités du PEAC à moyen terme (2005-2010)	7-14
7.5	Vue d'ensemble des programmes d'actions à moyen terme (2005-2010) pour le PEAC	7-19

1. SYNTHÈSE

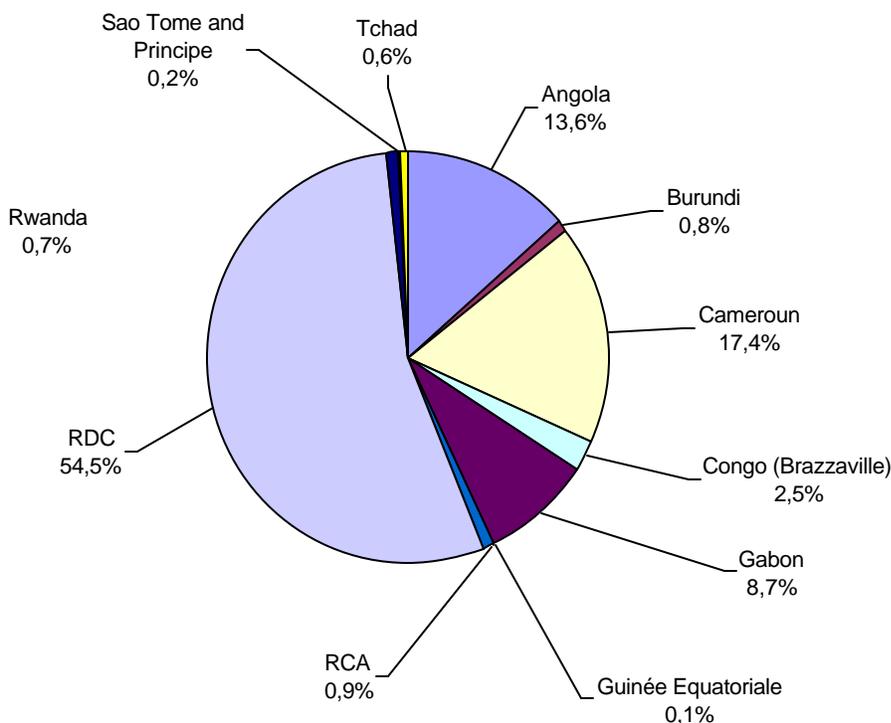
1.1 INTRODUCTION

D'une manière générale, le secteur de l'énergie en Afrique centrale souffre du manque d'entretien des infrastructures électriques et de mauvaise gestion des entreprises d'électricité. Pour remédier à cette situation, la quasi-totalité des pays de la CEEAC a engagé à partir des années 1990 des réformes institutionnelles visant la réduction du rôle des Etats au profit d'une plus grande participation du secteur privé, notamment dans la gestion du sous-secteur de l'électricité.

Le taux d'électrification de la sous-région est estimé à 13,4% ce qui peut être comparé à 90% en Afrique du Nord. La consommation annuelle de l'énergie électrique par habitant est estimée à 109 kWh en Afrique centrale, à comparer avec les 1 617 kWh en Afrique australe et les 739 kWh en Afrique du Nord.

La capacité de production d'énergie électrique installée dans l'espace CEEAC en 2002 était de 4,647 MW. Cette capacité se répartie entre les Etats Membres comme présenté dans la Figure 1.2.1 :

Figure 1.1.1 – Capacités de production installées en Afrique Centrale par pays (2002) – Total 4 647 MW



Source : EIA

1. Synthèse . .

Toutefois, l'Afrique centrale possède des ressources d'énergie primaire importantes. Le potentiel énergétique des pays membres de la CEEAC est important et varié. La région dispose des ressources hydroélectriques considérables dans les pays de la zone équatoriale (République Démocratique du Congo, Congo, Gabon, Cameroun, Guinée Equatoriale). Le potentiel hydraulique de la CEEAC représente 60% de celui du continent africain avec la RDC et le Cameroun qui occupent le premier et deuxième rang africain.

Toutefois, au niveau des besoins en énergie électrique, plusieurs projets industriels (fer, aluminium, manganèse, pétrole et gaz ...) sont lancés avec difficulté car les incertitudes sont trop importantes, entre autre par manque de garantie de la mise à disposition d'une énergie électrique fiable et bon marché par les opérateurs du secteur. Au niveau du transport, l'alimentation de ces projets industriels requiert la construction de lignes d'interconnexions, ce qui nécessitera une optimisation du réseau électrique au niveau régional. Au niveau de la production, la dimension des projets hydroélectriques requiert également le développement d'un marché régional.

Le PEAC est chargé de la mise en œuvre de la politique énergétique régionale, de l'expansion des infrastructures communautaires et de la gestion des activités d'échanges de l'énergie électrique sur l'ensemble des pays de l'Afrique centrale. Dans le cadre de sa mise en place, il a requis l'assistance d'un cabinet dans la formulation d'un premier schéma directeur pour l'Afrique Centrale, dont les travaux sont synthétisés dans ce rapport. Ce document présente les principaux résultats de l'étude.

Cette étude poursuit deux objectifs principaux :

- (1) *Créer un premier schéma directeur du secteur électrique régional*, comprenant : l'élaboration d'une vision et d'une politique pour le secteur électrique régional; la définition des projets prioritaires à lancer en terme d'investissement dans la région ; la création d'une base de données régionale préliminaire sur les secteurs électriques de la région.
- (2) *Doter le PEAC d'un programme d'actions pour la mise en oeuvre d'institutions et de mécanismes nécessaires pour assurer le fonctionnement efficace du PEAC*, y compris : la définition des besoins techniques et financiers pour le développement du PEAC ; la proposition d'un calendrier de travail à court et moyen terme et l'identification des besoins d'assistance du PEAC ; la formation du personnel du PEAC et des experts du sous-comité de planification à la méthodologie d'élaboration du schéma directeur régional.

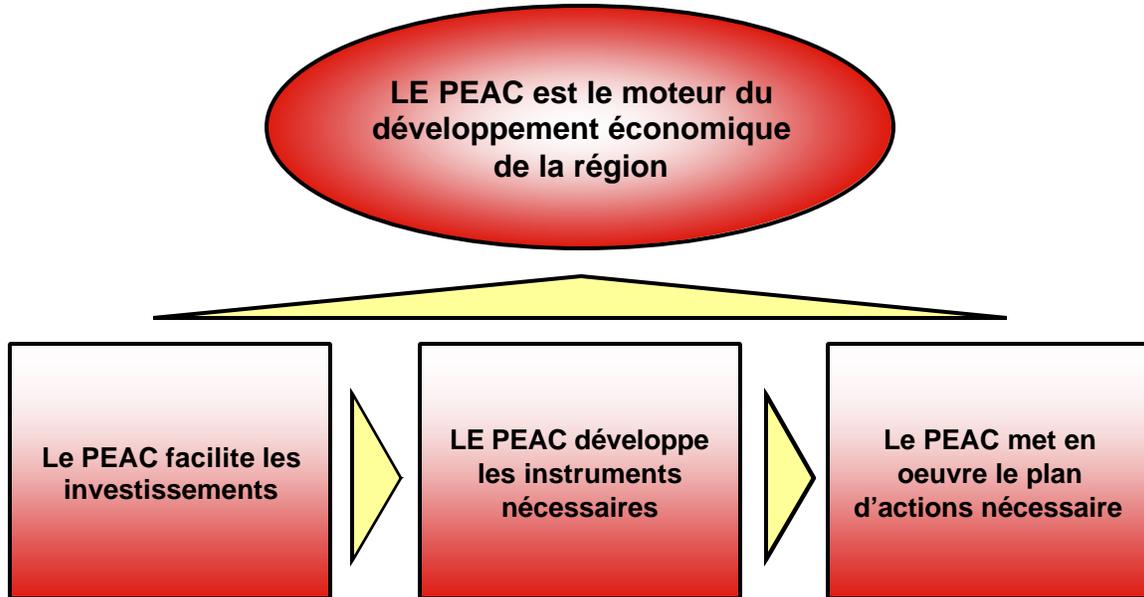
1.2 ROLE ET PLAN D' ACTIONS DU PEAC ET RESULTATS DU PREMIER SCHEMA DIRECTEUR REGIONAL

1.2.1 Rôle du PEAC

Le rôle du PEAC est de contribuer à l'établissement des conditions favorables à la constitution d'un marché régional électrique répondant aux besoins d'alimentation en électricité des industriels et des populations, en fournissant une électricité fiable et bon marché, en support du développement économique et social de la région et dans le

respect de l'environnement. Ce rôle à jouer par le PEAC est d'être le moteur du développement économique de la région. Ce rôle de moteur recouvre trois aspects principaux, comme résumé dans la Figure 1.2.1 suivante :

Figure 1.2.1 – PEAC, moteur du développement économique de la région



Pour jouer son rôle de moteur, le PEAC met en œuvre trois types d'actions :

1. Facilitation des investissements ;
2. Développement des instruments nécessaires au développement économique de la région, notamment le schéma directeur électrique régional ;
3. Mise en œuvre du plan d'actions en support des projets d'infrastructure dans le domaine énergétique, en particulier le renforcement des capacités du PEAC.

Ces trois types d'action sont développés ci-après.

1.2.2 Le PEAC facilitateur des investissements dans la région

Le PEAC facilite les investissements dans la région de trois manières :

1. *En optimisant les investissements :*
 - Le PEAC rassemble de façon uniforme l'information sur les secteurs énergétiques et les opportunités d'investissement et les met à disposition des parties intéressées au développement des projets.
 - Le PEAC met à disposition une expertise dans la recherche de la meilleure adéquation entre l'offre et la demande électrique, en apportant de l'expertise technique dans la formulation des solutions possibles pour obtenir cette adéquation.

1. Synthèse. . .

2. *En permettant la concertation entre les parties prenantes* : le PEAC est l'intermédiaire qui facilite la communication et les échanges entre les investisseurs (entreprises électriques nationales, investisseurs privés dans les infrastructures, grands industriels, bailleurs de fonds) et les autorités politiques et de tutelle impliquées dans la formulation de la politique énergétique, environnementale et socio-économique (ministères d'énergie et de planification, environnement, grands travaux et infrastructures).
3. *En permettant l'obtention d'un consensus entre les décideurs* : le PEAC devra être chargé d'aider au développement d'un cadre juridique et réglementaire définissant le marché régional électrique. Il devra être également chargé de développer les options des projets identifiés dans la région en les présentant de façon uniforme et en fournissant une information qui soit à la fois fiable et cohérente. Le PEAC devra maintenir le dialogue entre les décideurs politiques et économiques dans le but d'obtenir un consensus.

Point très important, le PEAC devra agir en **arbitre neutre** au-dessus des parties, en fonction des bénéfices économiques apportés par le développement des échanges d'électricité entre les pays et les régions et la valorisation des ressources énergétiques de la région.

1.2.3 Le PEAC développe les instruments nécessaires

Le PEAC devra développer les instruments nécessaires à la mise en place de la vision du marché régional qu'il porte en tant qu'acteur central de son développement :

1. **Instruments juridiques**, et tout particulièrement la **loi-cadre** définissant le marché électrique régional. Le cadre juridique régional doit établir les principes de base suivants :
 - *Libre échange* de l'énergie, des équipements, produits énergétiques et services connexes entre les Etats Membres ;
 - *Droit d'accès des tiers aux réseaux* de transport, règles de base pour le transit de l'énergie et autres dispositifs pour un marché régional équitable ;
 - Règles de *traitement non-discriminatoires* des opérateurs du marché ;
 - Définition de *mécanismes de résolution des conflits* ;
 - *Régulation régionale* des activités du système d'échanges d'énergie.
 - *Protection de l'environnement* et développement de *l'efficacité énergétique* ;
 - *Protection des droits des participants et des capitaux privés* en vue d'assurer un environnement favorable aux investissements.

Une fois cette loi-cadre ratifiée par les États-membres, les lois nationales sur l'électricité et les échanges d'énergie entre états devront être adaptées pour s'y conformer.

2. **Instruments de régulation régionale** : « *L'organe de Régulation Régionale* » prévue dans les Accords-cadres du PEAC doit être défini. Ces attributions devront lui permettre de définir :

- Les *modalités d'accès aux réseaux* et de *détermination des tarifs* pour exécuter les transactions transfrontalières ;
- Les règles communes ou les processus visant à *l'harmonisation des fonctions techniques de contrôle du système de transport* et des moyens de coordination de réseaux interconnectés ainsi que les dispositifs permettant l'application de ces règles ;
- Les modalités d'application d'une *planification coordonnée* de l'expansion du système interconnecté de transport et de son exploitation ;
- Les *droits et les modalités d'accès aux informations* dont il a besoin pour assurer la régulation relative aux activités du marché interconnecté régional :
 - Contrôle des transactions ;
 - Sanctions, si nécessaire.

La composition de l'organe de régulation doit être décidée. Deux options sont possibles, complétée par le développement d'une régulation au cas par cas :

- *Organisme « constitué des représentants des organes de régulation des pays membres »*, conformément aux Accords-cadres, ou bien *Organisme indépendant* composé de trois à cinq experts des domaines technique, économique, financier et juridique.
- En parallèle, établissement d'une *régulation pour les échanges d'énergie sur une base de développement des projets offre/demande*. Ce dernier point est également important dans la mesure où les investisseurs dans les infrastructures auront besoin d'avoir des assurances de la part des autorités nationales et régionales avant de s'engager plus avant. Le processus législatif étant lent à mettre en place, *cette régulation « ad hoc » devra se développer en accompagnement de chacun des projets* qui se développeront dans la région. Là encore, le PEAC pourra jouer son rôle de facilitateur de projet par le partage des expériences.

3. ***Instruments techniques*** : le PEAC doit développer les outils et les règles techniques respectées par tous les opérateurs de réseaux électriques, en particulier :

- *Élaboration des règles et des normes d'exploitation* des réseaux interconnectés ;
- Découpage de systèmes électriques existants dans des *zones de contrôle* et renforcement des capacités de gestion pour ces zones ;
- Définition des *types de transactions* (contrats) d'échanges et de méthodologie de détermination des prix ;
- Création de *mécanisme de compensation des transactions* le mieux approprié aux conditions régionales, par exemple en lançant l'étude de faisabilité d'une chambre de compensation centrale.
- *Développement et mise à jour du schéma directeur électrique régional*, en support du développement des projets d'infrastructures. Les résultats du premier schéma directeur pour l'Afrique Centrale sont développés ci-après :

1. Synthèse. . .

La méthodologie de développement du schéma directeur préliminaire est basée sur une approche en cinq phases :

1. Collecte des données sur les secteurs électriques nationaux ;
2. Etablissement d'une base de données régionale sur les secteurs électriques ;
3. Développement de deux scénarios de référence de développement des infrastructures électriques : un scénario « autonomie » et un scénario « libre-échange » ;
4. Modélisation du plan de développement des infrastructures électriques selon les deux scénarios ;
5. Comparaison des résultats obtenus et mise en évidence des bénéfices apportés par l'intégration des marchés électriques nationaux dans un pool électrique régional. Les résultats du premier schéma directeur électrique pour l'Afrique Centrale doivent être considérés comme des résultats préliminaires mais ils mettent bien en évidence l'ordre de grandeur des bénéfices économiques apportés par l'intégration des marchés nationaux. En particulier, ces résultats préliminaires n'ont pas pour objet de déterminer le choix des parcours des lignes de transport à construire entre les pays.

Pour ce premier schéma directeur, nous avons modélisé le développement des infrastructures de production et de transport pour les deux scénarios « autonomie » et « libre-échange » :

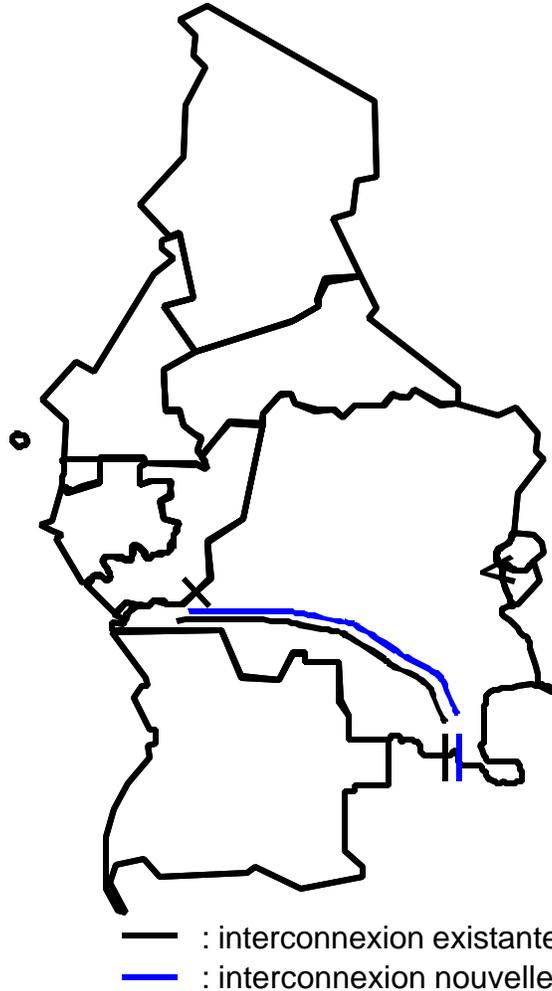
- Le scénario « autonomie » fait l'hypothèse que les systèmes électriques nationaux se développent seuls, à l'exception des interconnexions existantes et des projets déjà financés et en cours de réalisation dans un futur proche (2005-2010)
- Le scénario « libre-échange » fait l'hypothèse que les infrastructures électriques se développent de façon optimale pour la région et que la sous-région développe également des interconnexions avec les autres pools électriques africains : SAPP, WAPP, EAPP, MEDELEC à partir de l'année 2015 pour un total de 7 000 MW de capacité en 2025.
- Les principales hypothèses communes que nous avons retenu pour développer les scénarios sont : un taux de croissance de la demande de 5%¹ par an sur la période 2005-2025 ; un taux d'actualisation de 10% ; le coût de l'énergie non-distribuée fixée à 140 USD/ MWh² ; des valeurs communes de disponibilité fortuite – 4% - et programmée – 2% - pour tous les ouvrages hydroélectriques et thermiques ; des marges de réserve de 19% pour les centrales thermique et de 10% pour les centrales hydrauliques.

¹ Cette hypothèse de croissance est conservatrice et ne prend pas en considération les projets industriels majeurs qui pourraient avoir un impact très important sur la demande d'électricité actuelle.

² Valeur également retenue par le SAPP pour les études de schéma directeur régional en Afrique Australe

Les cartes suivantes présentent les interconnexions entre les pays selon les deux scénarios en 2015 :

Figure 1.2.2 – Carte des interconnexions en 2015, scénario « autonomie »

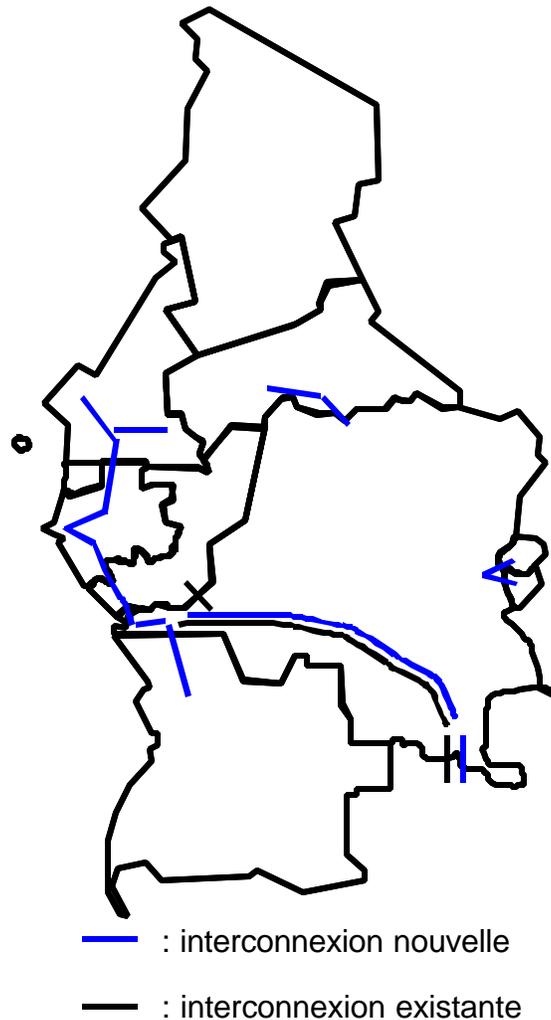


Note : le tracé des lignes est indicatif

Dans le scénario "autonomie", seule l'interconnexion Inga-Zambie est mise en service pendant la période 2005-2015. La capacité de l'interconnexion est doublée pour atteindre 500 MW de capacité.

La carte suivante présente les interconnexions qui se développent dans le cas du scénario « libre-échange » :

Figure 1.2.3 – Carte des interconnexions en 2015, scénario « libre-échange »



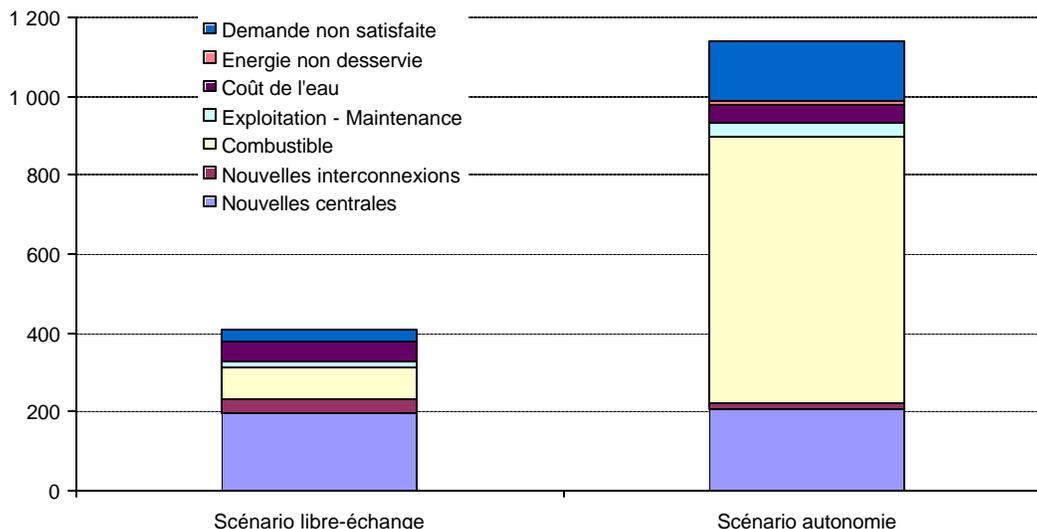
Note : le tracé des lignes est indicatif

Dans le cas du scénario « libre-échange », les interconnexions se développent dans trois régions principalement :

- L'axe Angola, RDC Ouest, Congo-Brazzaville, Gabon, Cameroun se développe pour former un premier sous-marché reliant les plus grands pays en matière de consommation d'électricité
- Le Nord du RDC et la RCA développent un projet commun pour alimenter la région.
- Le RDC Est, le Rwanda et le Burundi développent un projet commun (rénovation et extension des centrales Ruzizi)

Des économies importantes sont à attendre sur la période 2005-2015 par suite d'une approche régionale, plutôt que nationale, de la programmation des investissements et du fonctionnement du système électrique, comme le montre le diagramme suivant :

Figure 1.2.4 – Comparaison des coûts de développement des infrastructures entre les deux scénarios (million USD)



La Figure ci-dessus montre que les économies à court terme résultent du dispatching au niveau régional des moyens de production pour satisfaire la demande régionale, ainsi que de la satisfaction des besoins de réserve au niveau régional plutôt qu'au niveau national. A long terme, les gains sont le résultat d'une planification optimisée au niveau régional des nouveaux moyens de production. Comme l'indique la différence des coûts entre le scénario « autonomie » et le scénario « libre-échange » le gain de l'intégration régionale est de plus de 50%, soit environ 730 million d'USD sur la décennie.

Les causes de ces économies sont multiples :

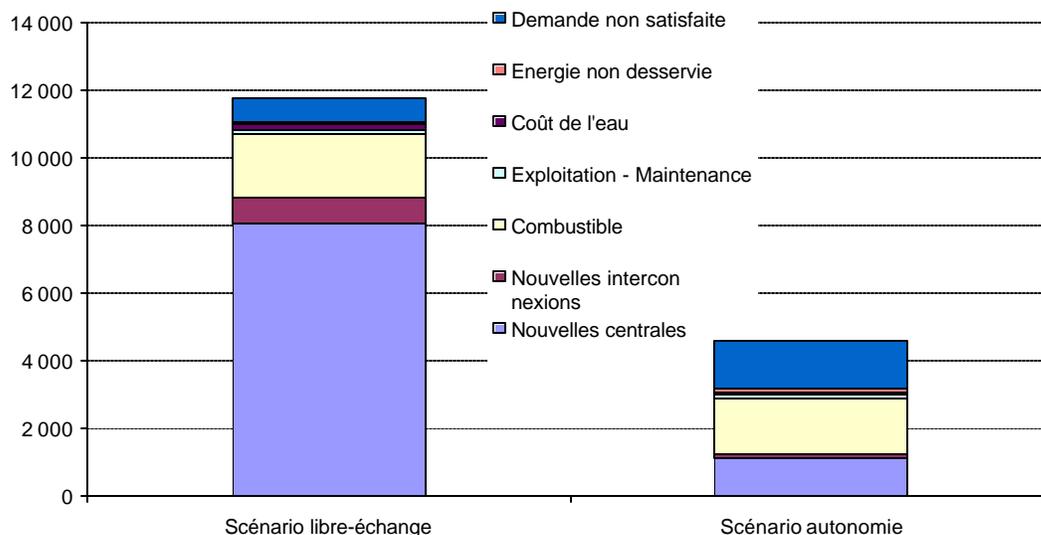
1. L'utilisation du surplus de capacité hydraulique de la région qui permet de remplacer la production de plusieurs unités thermiques moins efficaces et plus chères. Ceci réduit les coûts de combustibles de \$671 à \$78 million, soit une économie de plus de 590 millions d'USD et qui aura une contribution positive à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
2. Les besoins moindres de nouvelles capacités grâce à l'optimisation régionale obtenue malgré le surcoût lié à la construction des interconnexions. Ce poste pris dans son ensemble est néanmoins légèrement négatif : - 9 million USD (9-18)
3. Des coûts d'exploitation-maintenance réduits, résultant en un gain de 24 millions d'USD.
4. Et finalement des gains dus à la diminution de l'énergie et de la demande non satisfaite, soit 130 millions d'USD.

Dans le cas du scénario « libre-échange », les interconnexions se développent sur l'ensemble de la sous-région et tous les pays continentaux sont reliés avec au moins un pays d'Afrique centrale.

Au cours de cette phase, d'importantes interconnexions se développent, en particulier pour permettre l'écoulement des capacités développées en Afrique Centrale, et en particulier l'aménagement du site d'Inga, Inga 3 et Grand Inga en particulier en RDC.

La comparaison des résultats entre les deux scénarios pour la période 2015-2025 est donnée dans la Figure 1.2.6 et la Table 1.2.1 suivantes :

Figure 1.2.6 – Comparaison des coûts de développement des infrastructures dans les deux scénarios sur la période 2015-2025 (million USD)



Dans le cas du scénario « libre échange », les coûts totaux de développement du système interconnecté sont plus importants que dans le cas du scénario « autonomie », ce qui se justifie par la construction d'ouvrages de production et de transport supplémentaires pour faire face à la demande supplémentaire induite par les interconnexions avec les autres pools énergétique. Entre 2015 et 2025 :

- Dans le scénario « libre échange », environ 14 000 MW de capacités de production sont mises en service, correspondant à un « coût complet » annualisé de 800 USD/MW construit ;
- Dans le scénario « autonomie », seulement 2 280 MW de capacités de production sont mises en service, correspondant à un « coût complet » de 1 929 USD/MW construit.

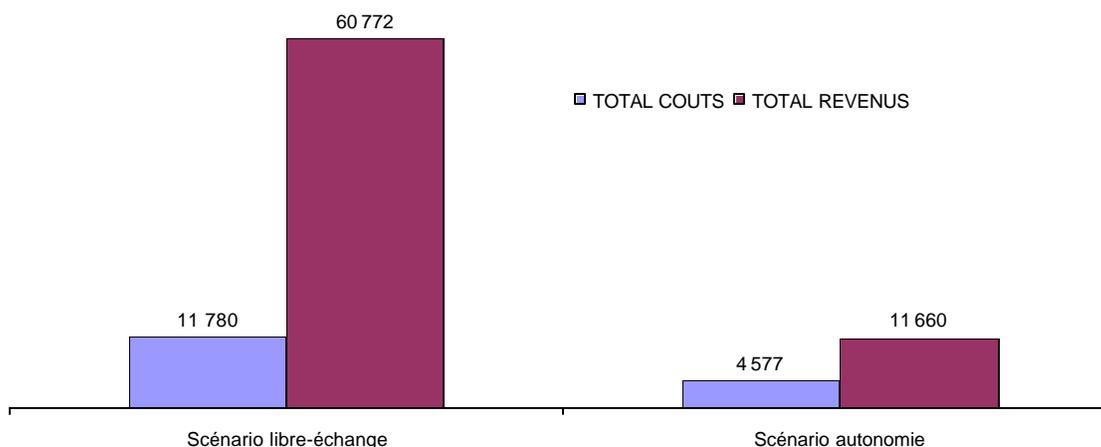
En revanche, les coûts de l'énergie non distribuée et de la demande non-satisfaite sont réduits dans le cas du scénario « libre-échange », comme indiqué dans la table suivante :

Table 1.2.1 - Comparaison des coûts des deux scénarios sur la période 2015-2025 (million USD)

<i>Nouvelles centrales</i>	<i>Nouvelles interconnexions</i>	<i>Combustible</i>	<i>Exploitation - Maintenance</i>	<i>Coût de l'eau</i>	<i>Energie non desservie</i>	<i>Demande non satisfaite</i>	<i>TOTAL COÛTS</i>	<i>TOTAL REVENUS</i>
Scénario libre-échange								
8 053	746	1 887	128	173	42	751	11 780	60 772
Scénario autonomie								
1 135	132	1 640	89	92	81	1 408	4 577	11 660
Différence (autonomie) - (libre-échange)								
-6 918	-614	-247	-39	-81	39	657	-7 203	-49 112

La comparaison des revenus et des coûts associés pour chacun des scénarios est illustré par le graphique suivant :

Figure 1.2.7 - Comparaison des revenus et des coûts pour les deux scénarios pour la période 2015-2025 (million USD)



Comme le graphique ci-dessus l'indique, les surcoûts liés au développement du marché régional et des exportations (7 000 MW de capacité d'interconnexion en 2025 avec le SAPP, le WAPP, l'EAPP et le MEDELEC) à destination des pools régionaux africains sont largement compensés par les revenus supplémentaires (+ 49 milliards USD actualisés sur la période 2015-2025) générés par les exportations et les transits d'électricité au travers des pays traversés par les lignes de transport .

La comparaison des résultats de la modélisation du développement des infrastructures met en évidence les bénéfices apportés par le développement du marché régional et son interconnexion avec les autres marchés électriques régionaux.

1.2.4 Le PEAC met en œuvre le plan d'actions nécessaire

Le plan 2005 – 2010 de mise en œuvre des actions du PEAC couvre les domaines juridique, technique et de régulation. Il couvre tous les domaines où des actions doivent être lancées pour assurer le développement du marché électrique régional, conformément aux recommandations formulées plus avant.

Le financement de ce plan d'actions pour la période 2005-2010 devra être recherché et obtenu auprès des agences internationales de développement et auprès des états membres. En complément, l'action numéro 2 listé dans le Tableau 1.2.2 devra être également financée par les sociétés électriques nationales et les investisseurs privés.

Le plan d'action pour la période 2005-2010 est décrit dans les tableaux suivants

Tableau 1.2.2 - Expansion de l'infrastructure interconnectée

N°	Description	Echéance	Unité en charge
1.	Suivi de l'étude du Schéma Directeur CEEAC - PEAC	2005 - 2008	Secrétariat Permanent de PEAC
2.	Recherche de financement et préparation des projets prioritaires d'interconnexion et de production d'énergie électrique : <ul style="list-style-type: none"> – Projets d'autoroutes électriques – Projets intégrateurs prioritaires – Projets d'électrification transfrontalières des localités des pays de la CEEAC (PETL) 	2005 - 2010	Secrétariat Permanent de PEAC Sociétés d'électricité nationales Sociétés internationales pour le développement des projets

Tableau 1.2.3 - Mise en place du système de gouvernance de PEAC³ : Cadre juridique

N°	Description	Echéance	Unité en charge
3.	Création du cadre juridique pour le secteur électrique régional : <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="363 533 802 600">– Elaboration du projet du texte de la loi-cadre <li data-bbox="363 621 802 716">– Réunion(s) de groupe de travail ad hoc des juristes des Etats Membres <li data-bbox="363 737 802 831">– Adoption par la Conférence des Chefs d'Etats et de Gouvernements <li data-bbox="363 852 802 947">– Début de processus de la ratification par les parlements des Etats Membres 	2005 - 2006 2007 2008 2008	Secrétariat Permanent de PEAC

³ Ce cadre de gouvernance se matérialise au travers de documents spécifiant des règles administratives pour les participants au marché interconnecté régional.

Tableau 1.2.4 - Mise en place du système de gouvernance de PEAC : Cadre technique

N°	Description	Echéance	Unité en charge
4.	Constituer les sous-comités techniques et les rendre opérationnels : <ul style="list-style-type: none"> – Formation aux objectifs de travail – Etablissement d'un système de communication régional intégré – Création du site web 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC
5.	Organiser la collecte des données pour alimenter la base de données du PEAC : <ul style="list-style-type: none"> – Harmonisation des concepts et la définition des données – Harmonisation des méthodes de collecte des données 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC
6.	Harmoniser des règles d'exploitation entre les opérateurs : <ul style="list-style-type: none"> – <i>Benchmarking</i> des pratiques des opérateurs existants – Harmonisation des normes et des standards – Elaboration d'un plan d'actions pour la mise à niveau des systèmes des opérateurs 	2006 - 2008	Secrétariat Permanent de PEAC Sous-comités techniques
7.	Etude sur la tarification du transport d'énergie électrique	2008	Consultant
8.	Etude de faisabilité de la Chambre de compensation	2008	Consultant

Tableau 1.2.5 - Mise en place du système de gouvernance de PEAC : Cadre de régulation

N°	Description	Echéance	Unité en charge
9.	<p>Etude sur les modalités de la mise en place d'un organe de régulation en Afrique Centrale :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etat des lieux dans les Etats Membres - Définition du champ d'intervention pour le régulateur régional - Statuts et règlements internes, structure, modalités de sélection des membres, procédure opérationnelles, financement - Programme de renforcement des capacités - Schéma et le calendrier de mise en place - Evaluation des besoins financiers 	2008	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultant
10.	Elaboration de l'Accord intergouvernemental et des autres textes de base	2009	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
11.	<p>Nomination des membres de la commission et recrutement des cadres principaux</p> <ul style="list-style-type: none"> - Adoption des règles et des procédures opérationnelles - Mise en place de la base de données et de connaissances spécialisées 	2010	Secrétariat Permanent de PEAC

Tableau 1.2.6 - Renforcement des capacités et assistance technique

N°	Description	Echéance	Unité en charge
12.	Elaboration du programme détaillé de renforcement des capacités pour le cadre technique : <ul style="list-style-type: none"> – Fonctionnement des pools électriques – Opérations des centrales hydroélectriques dans le cadre d'un pool énergétique – Voyages d'étude 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
13.	Réalisation du programme de renforcement des capacités (cadre technique) <ul style="list-style-type: none"> – Formation – Voyages d'étude 	2007	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
14.	Elaboration du programme détaillé de renforcement des capacités pour le cadre de régulation	2006 - 2007	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
15.	Réalisation du programme de renforcement des capacités (cadre de régulation)	2008 - 2009	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
16.	Assistance technique	2005 - 2010	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants

1.3 RECAPITULATIF

Il s'agit maintenant pour le PEAC de mettre en œuvre son plan d'actions de la manière suivante, pour pouvoir réussir un développement harmonieux du marché régional qui soit efficace et qui soit conforme à sa vision de développement des échanges d'électricité qui soit tiré par les besoins électriques. Pour ce faire, le PEAC doit en particulier :

- Être agile dans la mise en œuvre de sa vision, par une approche **orientée business** ;
 - Faire participer et **s'engager** les parties prenantes au marché régional :
 - Industriels ;
 - Investisseurs privés dans le secteur électrique ;
 - Agences internationales de développement ;
 - Sociétés d'électricité nationales ;
 - Ministères ;
 - Autres.
- pour permettre de mener à bien les projets d'infrastructures et
- S'assurer que les **décideurs** jouent pleinement leurs rôles ; enfin
 - Se doter des **ressources nécessaires** à l'accomplissement de sa mission.

Le développement du marché passera bien évidemment par la *construction des infrastructures électriques de production et de transport, avec la participation du secteur privé*, pour permettre les échanges d'énergie et la fourniture d'une électricité fiable et bon marché aux investisseurs industriels et aux populations, ce qui *contribuera au développement économique de la région*.

Les *chiffres d'affaires supplémentaires* générés par les échanges et les transits d'électricité à destination des autres pools électriques permettront aux sociétés d'électricité d'améliorer la qualité de la fourniture d'électricité et étendre leur desserte.

La mise en œuvre de capacités nouvelles de production hydroélectriques se substituera à l'utilisation d'énergie fossile pour produire de l'électricité, ce qui réduira les émissions de gaz à effet de serre et aura aussi un *impact positif sur l'environnement*.

Si le PEAC parvient à jouer un rôle-clé dans le développement du cadre de régulation du marché régional électrique et à jouer son rôle de facilitation, d'apport d'expertise, de méthodes et d'outils, alors le PEAC contribuerait à *la mise en place des conditions nécessaires* à la concrétisation des projets d'infrastructure d'intérêt régional.

LE PEAC pourrait jouer le rôle d'un organisme de formation au service du personnel des entreprises électriques nationales et des ministères de tutelle pour leur permettre de *renforcer leurs capacités* en matière de planification et de régulation, de *coordonner les projets transnationaux* et de contribuer plus efficacement au développement du marché régional.

2. INTRODUCTION

2.1 HISTORIQUE

Les pays signataires de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique Centrale (CEEAC) poursuivent une politique de l'intégration économique dans leur sous-région. Cette intégration inclut la création des conditions pour le libre déplacement des personnes, les échanges de produits et de services entre les onze Etats Membres et l'établissement de politiques sectorielles communes. Le but de cette intégration est de promouvoir le développement durable dans tous les domaines de l'activité économique et sociale y compris celui de l'énergie électrique

Le Traité instituant la CEEAC en son chapitre XI, articles 54 à 58 préconisent la coopération en matière d'énergie et des ressources naturelles entre les Etats Membres. Le Protocole relatif à la coopération en matière d'énergie entre les Etats Membres⁴ engage les Etats Membres de coopérer dans la mise en valeur des sources d'énergie hydroélectrique, nouvelles et renouvelables. En particulier, les Etats Membres conviennent de coopérer dans les domaines de :

- L'interconnexion de leurs réseaux électriques nationaux et de l'échange de l'énergie,
- La formation, à tous les niveaux, du personnel des entreprises nationales et/ou communautaires de production, de transport et de distribution d'énergie électrique.
- La fabrication sur place du matériel électrique répondant à leurs besoins.

L'importance de l'énergie électrique pour le développement économique durable et la réduction de la pauvreté est bien appréciée par les dirigeants de la CEEAC en reconnaissant le fait qu'étant très riche en ressources énergétiques, l'Afrique Centrale est cependant caractérisée par un faible taux d'électrification et par un niveau de la consommation d'énergie électrique très modeste. Pour pallier à cette insuffisance, les Etats Membres ont créé en avril 2004 le Pool Energétique de l'Afrique Centrale, en sigle PEAC, comme organisme spécialisé de la CEEAC. Le PEAC est chargé de la mise en œuvre de la politique énergétique régionale, de l'expansion des infrastructures communautaires et de la gestion des activités d'échanges de l'énergie électrique sur l'ensemble des pays de l'Afrique centrale.

A terme, le PEAC constituera un marché régional d'échanges de l'énergie électrique, fonctionnant selon des règles technico-commerciales préétablies. Actuellement, le Secrétariat Permanent du PEAC dont le siège se trouve à Brazzaville (Congo) est chargé du développement institutionnel du PEAC et de la définition de ses programmes d'actions.

⁴ Annexe VIII au Traité instituant la CEEAC.

Une de premières initiatives du Secrétariat Permanent du PEAC porte sur la signature des accords avec des bailleurs des fonds pour l'élaboration du Schéma Directeur pour le développement de l'infrastructure interconnectée de la sous-région. En 2003, la Banque Africaine de Développement a accordé un prêt pour « L'étude d'interconnexion des réseaux électriques des pays membres de la CEEAC ». Cette étude devrait durer trois ans et a pour l'objectif d'examiner du point de vue technique, économique, financier et environnemental les meilleurs scénarios pour l'interconnexion des réseaux électriques des Etats Membres de la CEEAC et de préparer les dossiers de faisabilité des projets prioritaires.

En décembre 2004, à Brazzaville (Congo) un accord a été signé entre le PEAC et l'Agence des Etats-Unis d'Amérique pour le Développement International qui vise à aider le PEAC dans la phase de démarrage de ses activités opérationnelles. Cet accord prévoit la fourniture d'outils et de méthodes de planification technico-économique et de support informatique nécessaire pour son utilisation ainsi que l'assistance à la définition des besoins du PEAC relatifs à l'expansion de l'infrastructure interconnectée régionale et au renforcement de ses capacités.

Ce rapport a été préparé par *PA Government Services* en tant que Consultant choisi par l'USAID pour assister le PEAC à programmer l'expansion du système régional interconnecté et à développer les institutions et les mécanismes nécessaires pour assurer la gouvernance de cette infrastructure.

2.2 OBJECTIFS DE L'ETUDE DE SCHEMA DIRECTEUR

Ce rapport poursuit deux objectifs principaux :

- (1) Créer un premier schéma directeur préliminaire du secteur électrique régional, comprenant :
 - L'élaboration d'une vision et d'une politique pour le secteur électrique régional à moyen et à long terme ;
 - La définition des projets prioritaires à lancer en terme d'investissement dans la région (ouvrages de production, interconnexions transfrontalières, projets transfrontaliers d'électrification rurale) ;
 - La création d'une base de données régionale préliminaire, rassemblant les informations nécessaires à la planification des ouvrages d'infrastructure électrique.
- (2) Doter le PEAC d'un programme d'actions pour la mise en oeuvre d'institutions et de mécanismes nécessaires pour assurer le fonctionnement efficace du PEAC, y compris :
 - La définition des besoins techniques et financiers pour le développement du PEAC ;

2. Introduction. . .

- La proposition d'un calendrier de travail à court et moyen terme et l'identification des besoins d'assistance du PEAC ;
- La formation du personnel du PEAC et des experts du sous-comité de planification à la méthodologie d'élaboration du schéma directeur régional.

Ce document contient les conclusions et les recommandations du Consultant élaborées par rapport à ces objectifs.

2.3 PORTEE DE L'ETUDE

Les limitations essentielles de cette étude proviennent du fait qu'elle est principalement orientée vers la préparation de conditions appropriées pour la mise en oeuvre d'un pool énergétique en Afrique centrale. C'est ainsi que :

- Sur le plan technique la priorité a été surtout donnée aux problèmes qui peuvent entraver les possibilités d'interconnexion régionale. Ainsi, les problèmes spécifiques aux systèmes nationaux ont été étudiés du point de vue de leur capacité/insuffisance potentielle à être raccordés à un système de transport régional.⁵
- La tâche de la mise en oeuvre de système de gouvernance de Pool Energétique de l'Afrique Centrale s'est basée la documentation développée par PA Consulting ou d'autres cabinets de conseil pour la mise en place des organisations similaires au PEAC sur le continent africain. L'Afrique bénéficie de l'expérience de la création de plusieurs pools électriques et l'analyse ne pourrait qu'être renforcée en prenant en compte l'expérience de projets de même type dans les conditions similaires.
- La collecte des données a porté sur les secteurs électriques nationaux (demande, capacité de production, transport). Ces données ont été fournies par les experts des sociétés électriques nationales et les administrations de tutelle, complétées par des données accessibles par Internet.

⁵ Il convient de préciser qu'à cause des contraintes contractuelles, le Consultant n'avait pas de possibilité d'effectuer l'analyse profonde de la situation des systèmes nationaux. Cependant, des insuffisances des systèmes nationaux représentent sans aucun doute des entraves au fonctionnement efficace au sein d'un système interconnecté régional. Cette étude de schéma directeur ne se substitue pas à l'étude d'interconnexion des pays d'Afrique Centrale que le PEAC a prévu de lancer sur financement de la BAD et qui n'a à ce jour pas encore commencée. En 2002, le Consultant a effectué une étude similaire pour le Système d'Echanges d'Energie Electrique de l'Afrique de l'Ouest (WAPP).

2.4 ORGANISATION DU RAPPORT

Le rapport est structuré de la façon suivante :

Section 1: Synthèse

La présente section donne une vue d'ensemble de présent rapport.

Section 2 : Introduction

La section 2 introduit le sujet de l'étude, établit ses objectifs, la portée et décrit la structure de ce rapport.

Section 3 : Situation des systèmes électriques nationaux et leur capacité d'intégration au système régional

La section 3 présente les grandes caractéristiques géographiques et économiques de chacun des pays d'Afrique Centrale qui pourraient être interconnecté au marché régional dans un futur proche, puis décrit le système électrique national ainsi que son cadre de régulation, présente la demande d'énergie électrique et les infrastructures existantes, puis décrit la demande future, les projets de production et de transport et présente le potentiel d'intégration du secteur électrique dans le marché régional. Il ne couvre que les pays de la région qui pourraient être interconnectés dans un futur proche.

Section 4 : Conception du pool énergétique de l'Afrique Centrale

La section 4 fournit l'information de base relative au rôle de pools énergétiques dans la structure du secteur de l'électricité. Elle décrit également l'expérience existante à ce jour dans le domaine d'échanges transfrontaliers d'énergie électrique sur le continent africain. Cette section analyse aussi la situation énergétique en Afrique Centrale et l'évolution du projet Pool Énergétique de l'Afrique Centrale (PEAC).

Section 5 : Méthodologie de l'élaboration de programmes d'actions pour la mise en œuvre du PEAC

La section 5 décrit la méthodologie utilisée pour la programmation des actions à mener au niveau institutionnel et technique pour rendre le PEAC opérationnel dans les plus brefs délais.

Section 6 : Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions

La section 6 présente les interconnexions électriques transfrontalières existantes, puis les deux scénarios de référence développés pour bâtir le schéma directeur préliminaire sur la période 2005-2025. La méthodologie de planification est ensuite exposée et la structure de la base de données des infrastructures électriques de la région qui constitue les intrants du modèle de planification est ensuite présentée. Les résultats de la planification et les bénéfices économiques apportés par la mise en place du marché régional sont présentés et analysés. Enfin, les prochaines étapes de développement du schéma directeur sont proposées à la fin de cette section.

Section 7 : Plan d’actions pour la mise en place du système de gouvernance du PEAC

La section 7 propose les programmes d’actions pour la mise en place du cadre juridique, technique et de régulation du PEAC. Cette section contient également les recommandations relatives au développement des compétences qui seront nécessaires pour assurer le fonctionnement efficace du PEAC.

Section 8 : Vue d’ensemble des programmes d’actions pour le PEAC pour la période 2005 - 2010

La section 8 propose une vue d’ensemble du projet PEAC et récapitule pour chaque volet les programmes d’actions à court et moyen terme proposés dans ce rapport.

3. SITUATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES NATIONAUX ET PARTICIPATION AU SYSTEME INTERCONNECTE REGIONAL

3.1 INTRODUCTION

D'une manière générale, le secteur de l'énergie en Afrique centrale souffre du manque d'entretien des infrastructures électriques et de mauvaise gestion des entreprises d'électricité. Pour remédier à cette situation, la quasi-totalité des pays de la CEEAC a engagé à partir des années 1990 des réformes institutionnelles visant la réduction du rôle des Etats au profit d'une plus grande participation du secteur privé, notamment dans la gestion du sous-secteur de l'électricité.

Suivant le degré d'ouverture du secteur dans chaque pays, les Etats contrôlent et orientent plus ou moins fortement le secteur énergétique. Avec la progression des réformes, les entreprises chargées de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sont de plus en plus gérées par des opérateurs privés. C'est ainsi que l'exploitation du service de l'électricité a été confiée à des entreprises privées au Gabon, au Tchad, au Cameroun, en Guinée Equatoriale. Au Rwanda, le processus de sélection d'un opérateur privé pour la gestion de la société d'électricité est en cours de finalisation. Les réformes au Congo, au Burundi, en RCA et en Angola ont été ralenties par les troubles enregistrés dans ces pays au cours de ces dernières années.

Dans ce rapport les insuffisances des systèmes nationaux n'ont été analysées que de point de vue de leur niveau de préparation au fonctionnement au sein de PEAC. On considère qu'en tant que cela concerne le fonctionnement d'un pool électrique, il est sans importance si un opérateur est verticalement intégré ou désintégré et/ou s'il est une société publique ou privée – pourvu qu'il soit compétent dans le domaine technique et qu'il assume pleinement ses obligations financières inhérentes à sa participation dans le marché et que la régulation nationale soit adaptée pour ne pas être une entrave au développement du marché régional, en particulier qu'elle autorise les droits de passage pour les lignes de transport et d'interconnexion, un accès non-discriminatoire des tiers au réseau et la sécurité de l'approvisionnement électrique.

L'analyse est structurée de la manière suivante pour chaque pays :

1. Contexte macro-économique et financier
2. Contexte institutionnel
3. Présentation des infrastructures électriques :
 - Situation existante
 - Perspectives de développement du secteur de l'électricité
 - Potentiel pour l'interconnexion dans le cadre du PEAC

Toute omission dans la description d'un pays dans le cadre de cette approche s'explique par notre capacité à collecter l'information dans les délais impartis à cette étude au moment de la rédaction de ce rapport.

Dans le contexte de cette étude et de la réalisation de ce premier schéma directeur, et eu égard à la consommation et la localisation des systèmes électriques insulaires, nous

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



n'avons pas pris en compte ces derniers car leur capacité d'interconnexion avec le marché régional interconnecté n'est pas envisageable dans un futur proche. De ce fait, le système de Sao Tome e Principe n'a pas été décrit, ainsi que la faisabilité de l'interconnexion de l'île de Bioko en Guinée Equatoriale, ce qui n'exclut pas une possibilité de participation ultérieure dans le développement d'une deuxième étude de schéma directeur.

3.2 ANGOLA

3.2.1 Contexte macro-économique et financier

Du fait de la guerre civile, au cours de la dernière décennie, l'économie de l'Angola a été très instable, avec un taux annuel de croissance du PIB de 0,37% sur la période 1992-2002. Le revenu moyen par habitant était de 602 USD en moyenne sur la période, avec un maximum en 1990-1991, suivi de reculs importants en 1994 et 1999. En 2002, le revenu moyen par habitant était de 607 USD. Le secteur pétrolier s'est développé plus rapidement durant la même période, avec un taux de croissance annuel de 4,6%. Les secteurs électrique, eau et tertiaire ont connu des taux de croissance comparables à celui du secteur pétrolier pendant la même période.

La pêche a également augmenté sa production mais, faute d'entrepôt frigorifiques et d'une logistique suffisante, la commercialisation à destination de l'intérieur du pays est limitée. L'agriculture a été très affectée par la guerre civile, à cause des dégâts provoqués sur l'appareil de production : la production agricole a diminué de 4,74% par an pendant la période 1992-2002.

Les industries extractives, particulièrement la production pétrolière, représentaient 51% du PIB pendant cette décennie. Le reste du PIB se répartit comme suit : 9,4% pour l'agriculture, 4,8% pour les activités de transformation, 1,8% pour la pêche, 21% pour le commerce et les activités de services et 4% pour la construction.

Le potentiel d'investissement dans le pays est très important : l'industrie pétrolière ainsi que l'extraction de diamants sont les deux secteurs qui ont attiré l'essentiel des investissements étrangers. Les exportations de pétrole représentent 90% des revenus du pays.

L'inflation était très élevée – en moyenne 977% par an entre 1992 et 2002 – mais l'hyper-inflation a été contenue à partir de 1997. La dette du pays s'élevait à 9,5 milliards de USD en 2000, soit 105% du PIB.

L'infrastructure électrique a été particulièrement endommagée et d'importants travaux de réhabilitation sont nécessaires pour sa remise à niveau. Environ 20% de la population a « officiellement » accès à l'électricité.

La stratégie et la politique énergétique : la stratégie et la politique du Gouvernement d'Angola en matière d'électricité sont définies dans le document intitulé « Développement de la stratégie pour le secteur électrique angolais » qui fut approuvé

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



par le Conseil des ministres le 16 septembre 2002. Le document propose un ensemble de stratégies et politiques qui visent toutes à fournir une électricité fiable avec la participation du secteur privé dans les zones urbaines et rurales.

Le Ministère de l'Energie et de l'Eau (MINEA) est responsable de la définition des grandes lignes de la politique du secteur. Le MINEA supervise les activités de production, transport, distribution et fourniture d'électricité. Le Directeur National d'Electricité (DNE) est une entité du MINEA dont le rôle est de conseiller le Ministre sur la politique en matière d'électricité et en particulier de proposer des tarifs. Le DNE a des bureaux dans les provinces qui sont chargées d'aider les municipalités qui ne sont pas raccordées au réseau principal à développer les réseaux électriques.

EDEL est la compagnie de distribution en charge de l'alimentation de la province de Luanda. ENE est responsable de la production, du transport et de la distribution d'électricité dans les principales villes des quinze provinces à l'exception de celle de Luanda. ENE alimente toutefois quelques clients haute et moyenne tension dans la ville de Luanda.

Quelques compagnies privées sont actives dans le secteur de l'électricité, par exemple la société diamantifère Alrosa qui est titulaire d'une concession pour l'exploitation d'un barrage hydro-électrique de 16 MW.

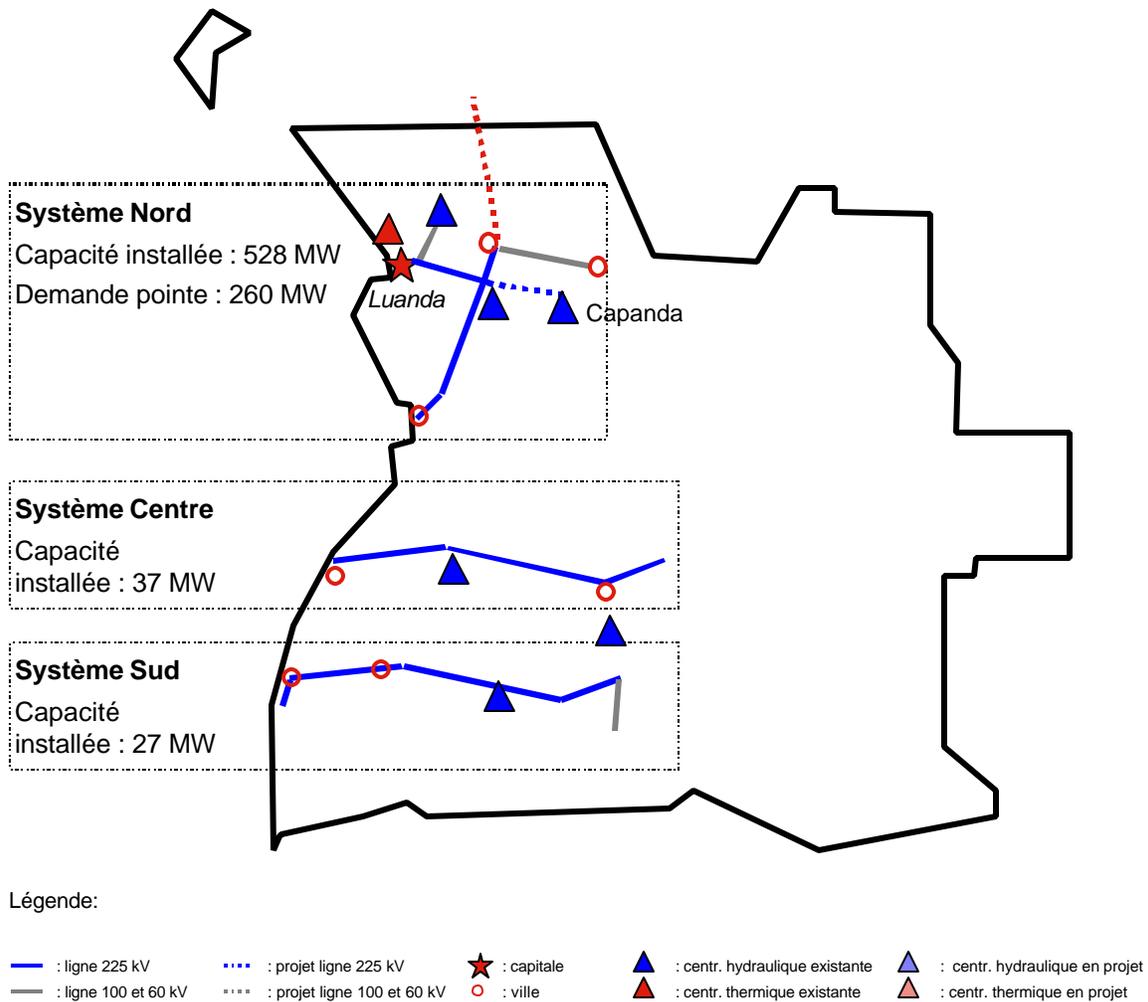
Un Décret gouvernemental /0226 de 2002 a créé un régulateur pour le secteur électrique, l'Instituto Regulador de Sector Electrico (IRSE). Même si l'entité existe officiellement, elle n'a pas été rapidement dotée des moyens budgétaires nécessaires à son fonctionnement. Une fois pleinement mise en place l'IRSE sera responsable du développement de la régulation pour les activités de production, transport, distribution et commercialisation. Son rôle principal se limite toutefois à la vérification de la conformité des pratiques des acteurs avec la loi. Le régulateur n'a pas la responsabilité de l'établissement des tarifs et n'émet que des avis sur les propositions tarifaires. C'est le Ministère des Finances qui fixe les tarifs de vente d'électricité.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.2.2 Présentation des infrastructures électriques

Figure 3.2.1 – Principales infrastructures électriques d'Angola



Il existe trois sous-systèmes électriques non interconnectés en Angola. L'essentiel des consommations se situe dans la région de Luanda (système Nord).

A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

ENE estimait en 2003 que la demande nationale s'élevait à 330 MW. La demande de pointe du système Nord est d'environ 260 MW, ce qui représente environ 75% de la demande de pointe du pays. Les plus grands clients de ENE étaient EDEL, la compagnie régionale de distribution de la province de Luanda, la compagnie pétrolière Total, Nova Cimangola, une cimenterie et Coca Cola.

Le système Nord alimente les provinces de Luanda, Bengo, Malanje, Kwanza Norte, et Kwanza Sul. Le système Centre alimente les provinces de Huambo, Benguela et Bie. Le système Sud alimente les provinces de Huila et Namibe.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES

Le tableau suivant présente les infrastructures électriques en 2003 :

Table 3.2.1 – Capacités de production d'Angola (2003)

	Production	Puissance installée (MW)	Disponible (MW)	Pourcentage (%)
Nord	Hydro	198	180	91
	Thermique	186	178	96
	Total	383	358	93
Sud	Hydro	41	0	67
	Thermique	21	27	0
	Total	62	27	44
Centre	Hydro	49	11	22
	Thermique	58	26	45
	Total	107	37	34
Systèmes isolés	Hydro	2.6	0	0
	Thermique	45	28	61
	Total	48	28	58
Total Angola	Hydro	290	218	75
	Thermique	310	232	75
	Total	600	450	75

Source : ENE 2003

Le système Nord utilise principalement le potentiel du bassin versant de la rivière Kuanza. Le plus important des barrages hydroélectriques est celui de Cabambe, d'une puissance installée de 180 MW. Le système Centre se situe le long de la rivière Catumbela. Le barrage de Biopo est en cours de réhabilitation (4 turbines de 14,4 MW).

Le barrage principal du système Sud est celui de Matala. Des travaux sont en cours pour remettre en état les turbines de ce barrage (4 turbines de 40,8 MW). Le barrage ne pourra fonctionner à sa puissance nominale que lorsque le barrage de régulation de Gove, situé en amont et détruit pendant la guerre civile, sera remis en service.

Le tableau suivant présente les infrastructures de transport en 2003 :

Table 3.2.2 – Lignes de transport par niveau de tension (2003)

	Longueur des lignes installées (km)	Lignes opérationnelles (km)	Pourcentage (%)
Nord			
220 kV	567	442	78
100 kV	159	0	0
60 kV	496	69	14
Centre			
150 kV	92	92	100
60 kV	402	28	7
Sud			
150 kV	228	168	74
60 kV	452	171	38
Systèmes isolés			
60 kV	38	38	100
30 kV	210	0	0

Source: ENE

C. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT

La demande électrique est difficilement couverte par les moyens de production existants. La situation est aggravée par le mauvais état des installations électriques de production, de transport et de distribution qui n'ont pas été entretenues pendant toute la période de guerre civile. ENE et EDEL manquent maintenant de moyens financiers pour pouvoir procéder à une remise à niveau des installations, ce qui oblige à organiser des délestages fréquents de la clientèle.

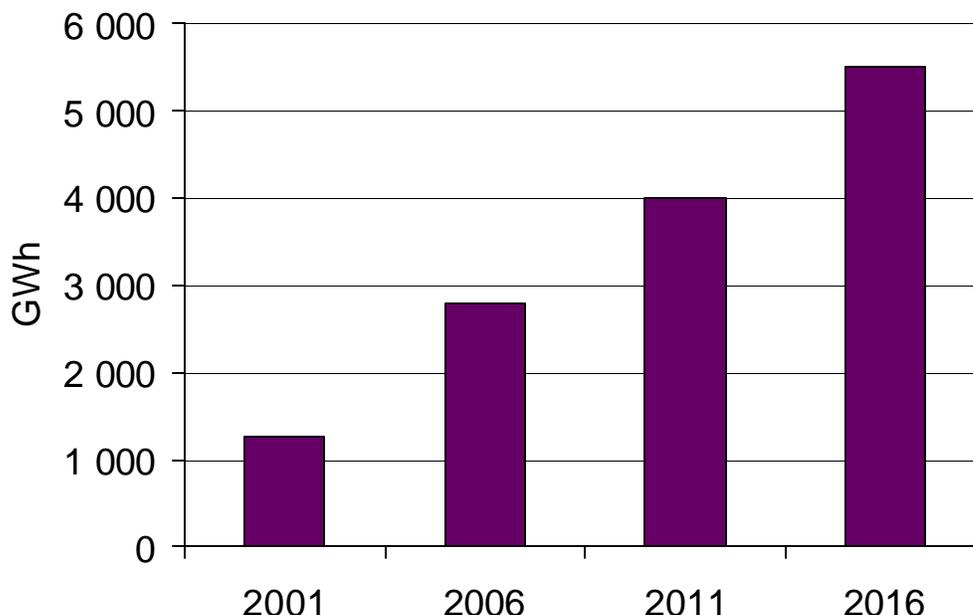
D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

i. Demande future

La demande en énergie électrique est prévue d'augmenter de 7 à 8% par an (prévision MINEA 2003) pendant les cinq prochaines années. Cette forte augmentation est due à la reconstruction attendue des infrastructures électriques endommagées pendant les années de guerre civile. ENE s'attend à ce que la demande de base augmente, avec le raccordement des clients industriels existants et l'apparition de nouveaux clients industriels. Cela est illustré par la région de Huambo : Huambo est une ancienne zone industrielle qui est devenu un système isolé suite à la destruction des lignes de transport qui le reliaient à Biopio.

Le graphique suivant présente la prévision de demande en électricité jusqu'en 2016, telle qu'estimée par ENE en 2003 :

Figure 3.2.2 – Demande électrique en Angola (2001-2016)



Source : ENE

ii. Projets de production envisagés

Les principaux projets de production envisagés sont le nouveau barrage en cours de construction sur le site de Capanda, pour une puissance installée de 520 MW (quatre unités de 130 MW) dans le système Nord. Une autre centrale – Chicapa - est prévue d'être construite dans la région de Luanda Sud (20 MW de puissance), avec Alrosa et ENE comme investisseurs.

Les autres projets de production sont évidemment les projets de réhabilitation de centrales existantes citées plus haut : Cabambe, Biopo, Matala, Gove.

Des projets de production thermique utilisant le gaz naturel produit conjointement avec le pétrole sont également envisagés pour couvrir le rapide accroissement de la demande dans la région de production pétrolière (système Nord).

iii. Bilan offre-demande futur

Si l'on prend en compte tous les projets de production candidats, il n'apparaît pas de déficit de puissance avant 2015-2019, selon les hypothèses de croissance de la demande. L'interconnexion des systèmes de transport nationaux est également prévue par des lignes 220 kV : Capanda – Huambo, Capanda – Gabela, Gabela - Lomaum, Gabela – Quileva, Gabela – Biopio, Huambo – Matala, Lomaum – Matala – Lubango, Biopio – Matala – Lubango, Quileva – Lubango.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

E. *POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC*

Membre à la fois du PEAC et du SAPP, l'Angola prévoit de voir transiter le projet intitulé « WestCor » (pour Western Corridor), qui est un projet de construction de ligne à courant continu de 3000 MW de capacité (indicative) reliant la centrale d'Inga en RDC vers l'Afrique du Sud via l'Angola et la Namibie. Les entreprises électriques sont parties prenantes au projet de ligne : Botswana Power Corporation, (BPC), Empresa Nacional De Electricidade (ENE), Eskom (Afrique du Sud), NamPower (Namibie), Societé Nationale d'Electricité (RDC).

La carte suivante représente le parcours envisagé pour la ligne WestCor :

Figure 3.2.3 – Route possible de Westcor



Source : ENE, SAPP

Un projet d'électrification transfrontalière est également en cours de développement au nord du pays, reliant les centres de Nocqui, Mbanza-Kongo et de Soyo à partir des centrales hydroélectriques d'Inga si possible à partir du poste HT de Kwilu.

3.3 BURUNDI

3.3.1 Contexte macroéconomique

Avec une superficie de 27834 km², la république du Burundi est située juste en dessous de l'équateur dans la partie Est de l'Afrique centrale appelée communément la région des grands lacs. C'est un pays enclavé et montagneux qui a des frontières avec le Rwanda au nord, la république Démocratique du Congo (RDC) à l'ouest et au sud-ouest et la Tanzanie à l'est et au sud-est. L'altitude moyenne est de 1 400 m et le climat comprend deux saisons sèches et deux saisons pluvieuses. Le climat et la topographie du milieu physique associée à un réseau hydrographique très dense, permettent la pratique de plusieurs sortes de cultures et le développement de l'hydroélectricité.

Selon le Rapport Mondial sur le Développement Humain 2004 du Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), la population était de 6,6 millions en 2002 avec un taux de croissance moyen prévu d'environ 3,1% sur la période 2002-2015. Cette population est en grande partie rurale avec seulement 9,6% de la population en zone urbaine en 2002. Cette ruralité de la population sera une tendance lourde dans tout exercice de planification car les projections du PNUD situe la part de population urbaine à seulement 14,6% en 2015.

La forte ruralité de la démographie se reflète aussi sur l'économie qui est essentiellement de subsistance et basée sur l'agriculture. En effet, la croissance de l'économie dépend essentiellement de l'exportation du café et du thé qui constitue 90% des recettes d'exportation et occupe environ 90% de la population. Le Burundi se remet progressivement de dix ans d'instabilité, suite à la guerre civile déclenchée en 1993 et plusieurs cycles de sécheresse qui ont mis l'économie dans une situation désastreuse. Selon la Banque Mondiale⁶, l'économie devra croître de 5% par an pour retrouver son niveau d'avant la guerre vers 2015 avec l'hypothèse d'une population stable. Toutefois depuis la mise en place d'un gouvernement de transition en 2001, d'importantes réformes ont pu être mises en œuvre avec l'appui des institutions financières internationales. Ces progrès dans la gestion de l'économie ont permis de diminuer l'inflation et d'augmenter les réserves en devises de la Banque Centrale.

La croissance s'est amélioré de 2,1 à 4,5 % entre 2001 et 2002 et a connu une diminution à 1% en 2003 suite à la sécheresse et à la chute du prix du café. Il devrait cependant atteindre un taux de 5% en 2004 selon la Banque Mondiale. L'inflation devrait quand à elle se situer autour de 5,5% en 2004 suite à la mise en œuvre d'une politique monétaire jugée prudente.

L'environnement post-conflit du Burundi devrait peser lourdement sur la croissance du secteur énergétique avec une évolution démographique marquée par la réintégration d'environ 1,2 million de personnes déplacées (environ 15% de la population totale) et la croissance soutenue de l'activité liée à la mise en œuvre d'une stratégie de reconstruction et réhabilitation de l'économie.

⁶ <http://web.worldbank.org/countries>

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



A. *POTENTIEL ENERGETIQUE NATIONAL*

Le Burundi ne dispose pas de réserves connues en énergie primaire fossile. Le **bois de chauffe** représente environ 97% du bilan énergétique du Burundi contre 0,47% pour l'électricité⁷. Ceci constitue un défi important sur le plan environnemental et peut mettre en danger l'important **potentiel hydroélectrique** du pays estimé à 1371 MW pour une production annuelle de 6 TWh. Toutefois, ce potentiel est faiblement exploité avec seulement 32 MW de capacité installée sur un potentiel techniquement et économiquement faisable d'environ 300 MW (1,5 TWh/an).

Le **potentiel éolien** est faible avec des vitesses de vent inférieures à 4m/s⁸. Le niveau d'ensoleillement n'est pas très important mais quelques systèmes photovoltaïques jusqu'en 1993. Toutefois, le conflit des années 90 a cependant mis hors d'usage 70% des installations photovoltaïques qui totalisaient 0,05MW en 1993.

B. *SITUATION DU SECTEUR ELECTRIQUE*

Sur le plan **institutionnel**, le secteur électrique est régi par la loi No 1/014 du 11 août 2000 portant Libéralisation et Réglementation du Service public de l'Eau potable et de l'Énergie électrique. Par cette loi, le Gouvernement pose les bases juridiques d'une réforme du secteur de l'électricité et prévoit l'ouverture du secteur aux opérateurs privés. La loi postule aussi que l'importation et l'exportation d'électricité sont « libres ». Toutefois, elles peuvent être limitées temporairement par le ministre de l'Energie après consultation de l'Agence de Régulation pour des raisons liées à la sécurité de fonctionnement du système électrique, à la qualité de l'approvisionnement ou au respect de la politique de l'Etat en matière d'approvisionnement en énergie électrique.

Le Ministère de l'Energie et des Mines est responsable de la définition de la politique énergétique et du contrôle de sa mise en œuvre à travers la Direction Générale de L'Eau et de l'Energie. En attendant l'apparition d'opérateurs privés, la Régie de production et de distribution d'eau et d'électricité (REGIDESO) est à ce jour le principal opérateur du secteur. Même si sa privatisation est à l'ordre du jour, la REGIDESO reste une entreprise sous le contrôle de l'Etat qui possède et exploite toutes les centrales de plus de 0,15 MW. Elle exploite aussi le réseau de transport et est responsable de la distribution dans les villes de Bujumbura et Gitega et les zones rurales environnantes. L'électrification rurale est confiée à la Direction générale de l'hydraulique et des énergies rurales (DHER).

La **demande d'énergie électrique** est faiblement satisfaite avec seulement 2% de la population totale et 5% de la population urbaine qui ont accès à l'électricité. La REDIGESO comptait 28 426 abonnés en fin 2001. Le niveau de la consommation se situait à 163 GWh en 2003 avec une croissance d'environ 8% par an⁹.

⁷ Source : Institut de l'Energie des Pays Francophones

⁸ Source : Helimax simulation by Meso Scale Model

⁹ Source : IEPF

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



L'analyse de la demande montre qu'elle a connu un tassement au milieu des années 1990 à cause du conflit armé qui a sévi dans le pays. Toutefois, l'infrastructure de production et transport n'ayant pas subi de gros dommages, la croissance de la demande a repris à un rythme soutenu. Depuis l'année 2000, le facteur de charge se situe entre 63 et 67% et que les pertes se sont stabilisé autour de 14%.

L'offre d'énergie électrique est essentiellement basée sur des unités de production hydrauliques. La capacité de production installée sur le réseau interconnecté est de 34,2 MW dont seulement 5,5 MW en thermique. Le parc de production hydroélectrique interconnecté au réseau principal est constitué des centrales de Rwegura, Mugere, Ruvyironza et Nyemaga dont les caractéristiques sont données par le tableau 3.3.1 ci-dessous.

Tableau 3.3.1 : Centrales du réseau interconnecté

Centrale	Type	Puissance installée	Date de mise en service	Energie moyenne (GWh/an)	Energie garantie (GWh/an)
RWEGURA	Hydro	18 MW	1986	55	35,7
MUGERE	Hydro	8 MW	1982	40	19
RUVYIRONZA	Hydro	1,3 MW	1980	11	10.5
NYEMAGA	Hydro	1,4 MW	1988	12,2	12,2
BUJUMBURA	Thermique	5,5 MW	1996	-	-

Il faut ajouter à cela cinq centrales hydroélectriques de moins de 1MW alimentant des zones isolées et qui totalisent 2,2 MW (cf. tableau 3.2.2). Un certain niveau de production est également assuré par les missions religieuses dans les zones isolées.

Tableau 3.3.2 : Centrales hydroélectriques isolées

Centrale	Type	Puissance installée	Date de mise en service	Energie moyenne (GWh/an)	Energie garantie (GWh/an)
Gikonge	Hydro	0,85 MW	1982	6,8	2,1
Marangara	Hydro	0,24 MW	1984	2	1,9
Kayenzi	Hydro	0,8 MW	1984	1,3	0,31
Buhiga	Hydro	0,24 MW	1984	1,2	0,95
Sanzu	Hydro	0,072 MW	1982	-	-

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

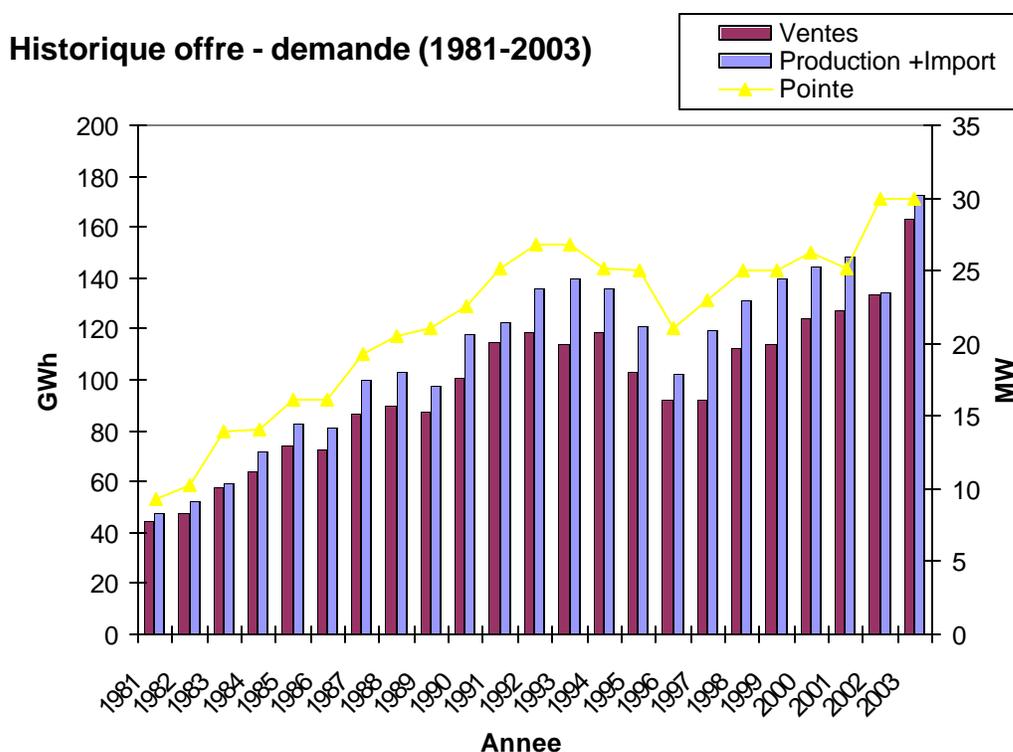


En complément de ses capacités nationales, le pays dispose d'une puissance de 13.3 MW au titre de sa part de la capacité de la centrale communautaire de Rusizi II (45MW). Cette centrale hydro-électrique a été mise en service en 1989 par la Société Internationale d'Electricité des Grands Lacs (SINELAC) qui appartient aux membres de la Communauté économique des pays des Grands Lacs que sont la RDC, le Burundi et le Rwanda. Elle est connectée au réseau burundais par une ligne 110kV.

Le Burundi importe aussi de l'énergie hydroélectrique à partir de la centrale de Ruzizi 1 (39,7MW) mise en service depuis 1958 et située à l'est de la RD Congo dans la région du Kivu. Le quota de puissance du Burundi est de 4MW et est évacué grâce à une ligne 70kV. Les importations constituent 30 à 40% des besoins nationales en énergie électrique.

La Figure 3.3.1 illustre l'historique de l'équilibre offre-demande sur le réseau burundais depuis le début des années 1980. On notera l'effet de la crise socio-politique au milieu des années 1990.

Figure 3.3.1 : Historique de l'équilibre offre- demande



Sources : IEPF & SNC Lavalin / HQI-World Bank¹⁰

¹⁰ The World Bank: Strategic/Sectoral, Social and Environmental Assessment of Power Development options in Burundi, Rwanda and Western Tanzania. Draft Report May 2004 par SNC Lavalin Internation in collaboration avec HQI.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



Le réseau de transport est composé de quelques systèmes isolés permettant l'évacuation de l'énergie produite par les centrales de la région Nord et d'un réseau principal interconnecté et relié au Rwanda et à l'Est de la RDC. Le réseau principal est long de 362 km et comprend des lignes à 110, 70 et 35 KV.

Le réseau de distribution n'est pas très étendu. On recense environ 750 km de lignes à 15 et 6,6 kV.

C. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

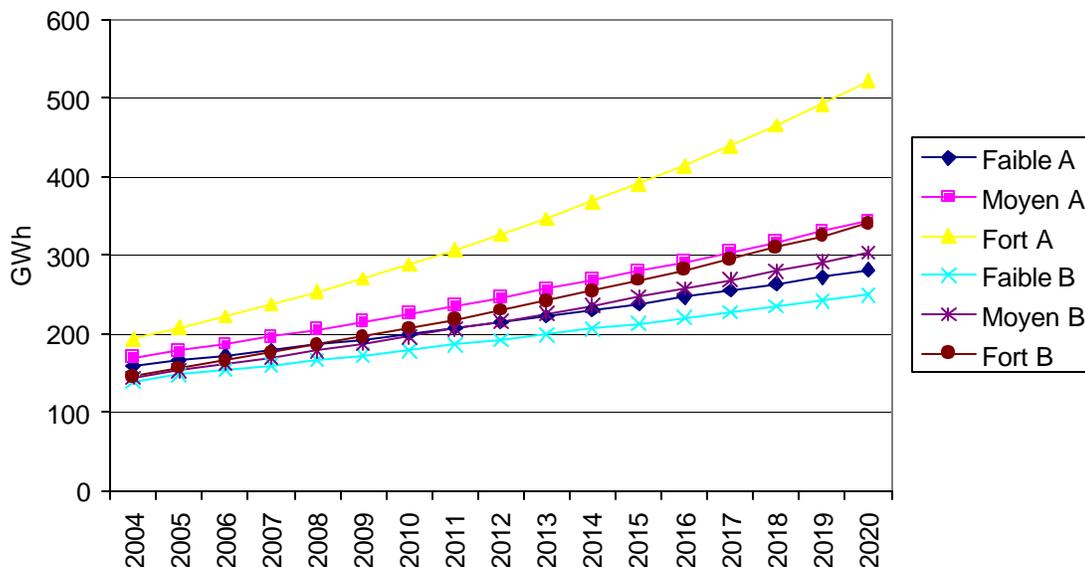
Pour satisfaire la demande en croissance soutenue, le Burundi mise sur le développement de centrales de production au niveau national mais aussi sur l'interconnexion avec les pays de la région des grands lacs et du bassin du Nil.

i. La demande d'énergie électrique à satisfaire

Toutes les prévisions existantes font état d'un doublement de la demande d'électricité à l'horizon 2020. Quatre études ont été menées depuis le début des années 90 par Tractebel (Etude du plan directeur de la région des grands lacs. 1993), Electricité de France, Electricité des Grands Lac (EGL-2002) et SNC Lavalin (2004).

Toutefois, la revue des prévisions montre que celles faites avant 1995 ne sont plus pertinentes car les effets du conflit politique qui a secoué le pays a entraîné une rupture dans la tendance de l'évolution de la demande et l'environnement socio-économique a été perturbé. La Figure 3.2 ci-dessous illustre l'évolution de la demande prévue par les études les plus récentes. Le scénario A correspond aux prévisions de EGL-2002 et le scénario B à celle de SNC Lavalin-2004.

Figure 3.3.2 : Evolution de la demande future selon EGL (A) & SNC Lavalin (B)



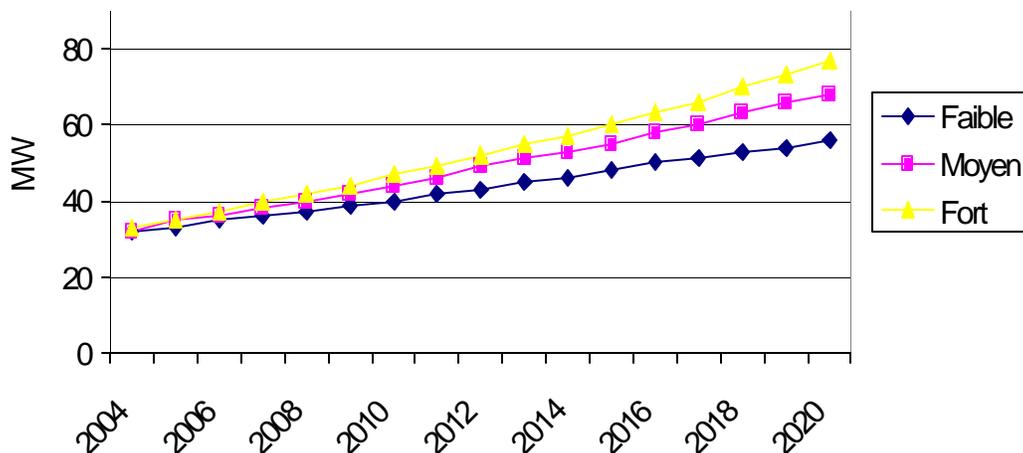
Sources : EGL, SNC Lavalin

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



La Figure 3.3.3 donne les prévisions de SNC Lavalin pour la demande en puissance. Elles correspondent à une hypothèse de facteur de charge de 51%.

Figure 3.3.3 : Evolution de la puissance de pointe



Source : SNC Lavalin

L'analyse des prévisions montre qu'elles sont assez conservatrices et obtenues par des modèles économétriques. Les résultats donnent une croissance moyenne de 3,7%/an à comparer avec le taux de croissance de 8% observé par le passé.

Vu la faiblesse du taux d'électrification et les efforts de reconstruction en cours, il semble urgent de faire une analyse plus profonde tenant compte des objectifs d'électrification du pays et des gros projets industriels planifiés.

D. DEVELOPPEMENT DES CENTRALES AU NIVEAU NATIONAL

L'extension du parc nationale de production privilégie l'exploitation du potentiel hydroélectrique. Les principales centrales candidates à l'extension du parc de production sont d'abord celles de Mpanda et Kabu qui peuvent être réalisées d'ici 2010. Les projets de Mule et Jiji003 font partie de la deuxième phase du développement du potentiel hydroélectrique national. Les caractéristiques de ces projets de centrales sont données par le tableau ci-dessous.

Tableau 3.3.3 : Projets de centrales électriques

Centrale	Type	Puissance installée	Investissement (Mio \$ US)	Durée de construction (Années)	Energie moyenne (GWh/an)	Energie garantie (GWh/an)
Mpanda	Hydro	10,4 MW	42,1	5	34	30
Kabu 16	Hydro	20 MW	62	5	111,7	70,08

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Mule	Hydro	16,5 MW	47,4	5	53,8	39,1
Jiji003	Hydro	15,5 MW	61		40,2	32,9

En plus de la production d'électricité, le projet barrage à usage mixte de MPANDA (10,4 MW / 30 GWh) permettra l'irrigation d'environ 5 550 ha de terre pour l'agriculture. Elle est située à 25km au nord de Bujumbura sur la rivière Mpanda. La centrale a fait l'objet d'étude d'ingénierie détaillée en 1997, elle devrait être équipée par 2 turbines Pelton fonctionnant sous une hauteur de chute de 874 mètres. Le coût d'investissement est estimé à 42,1 millions USD (2004) et une mise en service en 2010 pourrait être envisagée. Le coût de l'énergie produite est estimé à 15,2 cents\$/kWh.

Le **projet de Kabu 16** (20MW/70GWh) est située à 60km au nord de Bujumbura sur la rivière Kaburantwa. Elle a fait l'objet d'une étude de faisabilité terminée en janvier 1996 et devrait être équipée de 2 turbines Francis fonctionnant sous une hauteur de chute de 181,5m. Le coût total serait de 61,9 millions USD(2004). Le coût de l'énergie produite est estimé à 8 cents\$/kWh.

Le **projet de Mule** (16,5MW/39GWh) est situé à 55km au sud de Bujumbura sur la rivière Muembwe et a fait l'objet d'une étude de pré-faisabilité en 2000. Il devrait être équipé de 3 turbines Pelton fonctionnant sous une hauteur de chute de 235m. Le coût total est estimé à 47 Millions USD (2004) et le coût de l'énergie produite à 12,7 cents\$/kWh

Enfin, le **projet de Jiji 003** (15,5MW/32,9GWh) est une centrale au fil de l'eau située à 60km au sud de Bujumbura sur la rivière Jiji. Elle devrait être équipée de trois turbines Pelton fonctionnant sous une hauteur de chute de 375 millions. Le coût total est estimé à 60,6 Millions USD (2004) et le coût de l'énergie produite à 21,7 cents\$/kWh

E. INTERCONNEXION DANS LE CADRE DES PAYS DE L'EGL

Il s'agit de renforcer les centrales communautaires de la vallée de Ruzizi qui a un potentiel hydroélectrique économiquement exploitable de 500 MW ainsi que les capacités des lignes d'interconnexion devant supporter les échanges entre les pays membres.

Le **renforcement des capacités de production** se fera par la réhabilitation de la centrale de Ruzizi 1 et la réalisation du projet de Ruzizi 3. La réhabilitation de la centrale de Ruzizi 1 pourrait dégager 8,7MW de capacité d'importation supplémentaire de RDC. Toutefois, le plus gros projet à moyen terme est celui de **la centrale de Ruzizi 3** qui devrait permettre au Burundi, au Rwanda et à la RDC de disposer de 428 GWh supplémentaires à partager dans le cadre de SINELAC. Le projet de Ruzizi 3 a fait l'objet d'une étude de pré-faisabilité en 1992 par Tractebel. La centrale aura une puissance installée de 82 MW pour une production moyenne de 418 GWh à environ 10 cents/KWh. Le coût d'investissement réévalué en 2004 serait de US\$280 millions. La mise en service de la centrale pourrait être envisagée pour 2011.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



Le **renforcement du réseau EGL** passe par le renforcement du réseau existant de SINELAC et la construction d'une nouvelle ligne entre le Burundi et le Rwanda. Il vise principalement à augmenter la capacité de transit du réseau existant et la souplesse d'exploitation. Le potentiel d'échange est important avec les possibilités d'utilisation du gaz du Lac Kivu au Rwanda et les possibilités d'approvisionnement à partir des pays de l'Afrique de l'Est.

En effet, dans la configuration actuelle du réseau de SINELAC, plusieurs contraintes d'exploitation ont été relevées. L'objectif du renforcement du réseau SINELAC interconnectant le Burundi, la RDC et le Rwanda est de fiabiliser l'approvisionnement des trois pays en énergie électrique par l'augmentation des capacités de transit et l'élimination des contraintes d'exploitation. Il s'agit d'effectuer les opérations suivantes :

- Passer de 70 à 110 kV la tension de service de la ligne de 112 Km de long entre la centrale hydroélectrique de Ruzizi I (RDC) et la ville de Bujumbura (Burundi).
- Passer de 70 à 110 kV la tension de service de la ligne de 150 Km entre Ruzizi I et Goma (RDC).
- Construire une ligne de 62 km en 110 kV entre Goma (RDC) et Mukungwa (Rwanda) pour fermer la boucle autour du Lac Kivu et
- Construire une ligne de 15 km en 110 kV entre Bujumbura (Burundi) et Kilimba (RDC).

De plus, une étude de stabilité du réseau interconnecté des pays de grands lacs a recommandé la construction d'une nouvelle **ligne d'interconnexion entre le Burundi et le Rwanda**. Il s'agit de construire une ligne 110kV entre la centrale hydroélectrique de Rwegura au Burundi et le poste de Kigoma au Rwanda. Il est aussi proposé de faire passer la ligne par de long en passant par Butaré (Rwanda). La ligne servira également de liaison de secours en cas d'indisponibilité des lignes alimentant le Rwanda ou le Burundi à partir du poste de Mururu II. La longueur totale de la ligne sera d'environ 170 km pour un investissement de 17 millions de \$. Toutefois, cette ligne est encore à l'étape d'identification et doit faire l'objet d'une étude de faisabilité, d'ingénierie et d'impact environnemental.

i. Interconnexions dans le cadre de l'initiative du Bassin du Nil & EEAC

Le Burundi est aussi partie prenante du volet Energie de l'Initiative du Bassin du Nil (IBN)¹¹. Il fait aussi partie des pays dont l'approvisionnement a été étudié dans le cadre du Plan directeur électrique et de développement des échanges régionaux d'électricité de la Communauté est africaine qui regroupe le Burundi, la République démocratique du Congo (RDC), l'Ethiopie, le Kenya, le Rwanda, la Tanzanie et l'Ouganda. Ces pays ont

¹¹ L'IBN regroupe les pays riverains du fleuve Nil: le Burundi, la République Démocratique du Congo (RDC), l'Egypte, l'Ethiopie, le Kenya, le Rwanda, le Soudan, la Tanzanie et l'Ouganda.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



signé un protocole d'entente sur une mise en commun des installations de production (pool énergétique) sur une échelle régionale.

Les projets identifiés dans le cadre de ces initiatives visent principalement à développer la production hydroélectrique dans le cadre régional et développer les échanges pour diminuer la production d'énergie à partir de diesels coûteux et ayant des impacts négatifs sur l'environnement.

Le principal projet pouvant constituer une option pour l'approvisionnement futur du Burundi est celui de la centrale hydroélectrique de Rusumo Falls et l'interconnexion du réseau tanzanien à celui de SINELAC.

La **centrale hydroélectrique de Rusumo Falls** est située sur la rivière Kagera près du Burundi à la frontière entre le Rwanda et la Tanzanie. Elle peut en étape finale avoir une puissance installée de 61,5 MW pour une production moyenne de 403 GWh/an. Le coût d'investissement est estimé à 284 millions USD (2004). L'énergie sera destinée au réseaux tanzanien, burundais et rwandais. Le réseau burundais sera alimenté grâce à une ligne d'interconnexion 132kV entre la centrale et le poste de Gitega. Le coût de l'énergie livrée au Burundi serait de 9,5 cents\$/kWh et est par conséquent plus intéressant que les centrales de Mpanda, Mule et Jiji.

F. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION AU PEAC

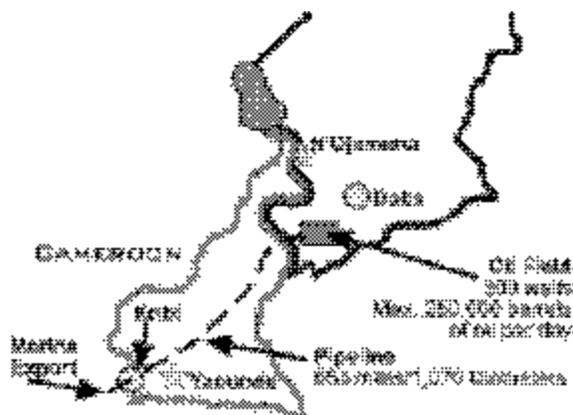
La position géographique du Burundi et le niveau de sa demande d'énergie ne vont pas lui permettre à court et moyen terme de jouer un rôle majeur dans le Pool énergétique de l'Afrique Centrale. Séparé par l'immense RDC du centre de gravité de la région CEEAC, le Burundi ne sera connecté aux autres pays de l'Afrique centrale que quand la RDC achèvera l'interconnexion de la région du Kivu à celui de province du Bas-Congo où se situe le projet d'Inga. En effet la construction à court terme d'un tel réseau ne peut être justifié par la demande de la région est et par celle des grands lacs parce que cette région dispose déjà d'un potentiel d'offre d'énergie intéressant avec un potentiel hydroélectrique économiquement exploitable de 500MW pour la seule vallée de la Ruzizi et le développement prévu par le Rwanda de 200 MW thermique alimenté à partir des 55 milliards de m³ de gaz méthane dissous dans le lac Kivu. Il s'y ajoute les possibilités d'importation à partir des pays de l'Afrique de l'Est.

3.4 CAMEROUN

3.4.1 Contexte macro-économique et financier

Le Cameroun, avec ses 475.000 km² et environ 15,3 millions d'habitants, est le seul pays de la Communauté Economique et Monétaire d'Afrique Centrale (CEMAC) à être doté tout à la fois de ressources naturelles variées (pétrole, bois, cacao, café, hévéas, bananes, coton, sucre, huile de palme, bovins, poissons, ...) et d'une grande richesse en ressources humaines. Il possède donc le potentiel pour pouvoir jouer un rôle dynamique dans l'espace géopolitique de la région se situant entre les 2 grands pays que sont le Nigeria et la RDC. Au cours des dernières années, le secteur des services a augmenté sa contribution au PIB (40% en 2001). L'industrie compte pour 31% du PIB (2001) et l'agriculture 28,8% (2001). L'exportation de produits pétroliers a rapporté 878 millions d'USD en 2001, soit environ 60% du total des exportations. Le bois, le café, le cacao, l'aluminium et le coton sont les autres principales denrées exportées. Depuis 1996, la croissance économique au Cameroun a été assez forte (5,5% en 2001), bien la lenteur de mise en place des réformes gouvernementales ait eu un impact négatif sur le développement économique. Le secteur de la construction a été dopé au début des années 2000 par la construction de l'oléoduc reliant Doba au Tchad à Kribi, situé sur la côte camerounaise.

Figure 3.4.1 – Parcours de l'oléoduc Doba – Kribi



L'inflation est assez volatile (+0,8% en 2000, +2,8% en 2001).

Le niveau d'endettement du pays est très élevé : en 2001 le montant total de la dette du Cameroun s'élevait à 9,5 milliards d'USD, soit 95 du PIB. La restructuration de cette dette a permis d'annuler un montant total de 2 milliards d'USD en échange d'un effort financier de 100 millions d'USD dans les domaines de la santé et de l'aide sociale.

3.4.2 Contexte institutionnel

Le secteur de l'électricité au Cameroun est régi par la loi de décembre 1998, issue de la réforme engagée par le gouvernement quelques années plus tôt. Cette loi a institué une Agence d'électrification rurale (AER) et une Agence de régulation du secteur de

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



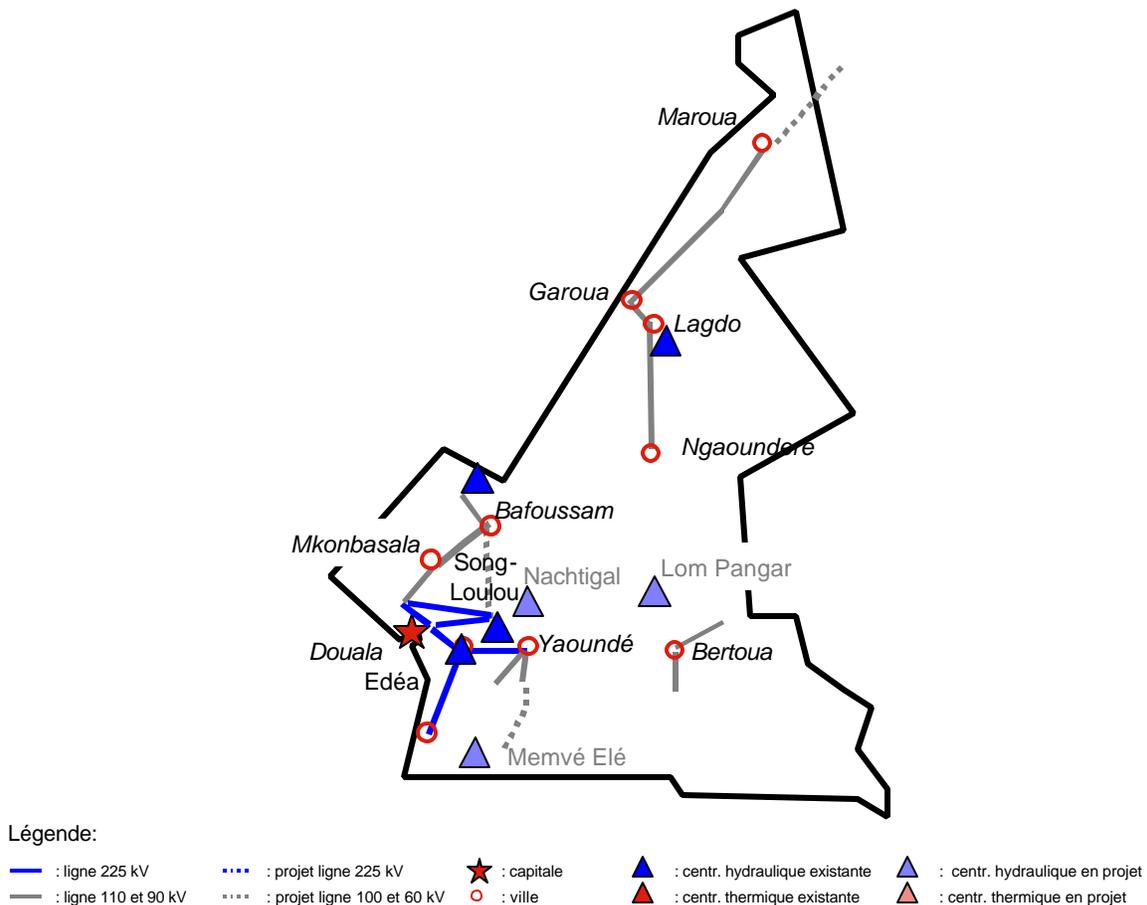
l'électricité (Arsel.) En parallèle à la mise en place de ce dispositif institutionnel, la Société nationale d'électricité (Sonel) a été privatisée (juillet 2001), au profit de la compagnie américaine AES.

Le Cameroun dispose, selon les experts, d'un potentiel hydroélectrique important, le second d'Afrique après celui de la RDC, qui lui conférerait l'autosuffisance et même la possibilité d'exporter de l'électricité vers les pays voisins. Or, seuls 2% de ce potentiel seraient exploités.

L'électrification urbaine est assurée par AES-Sonel, tandis que celle des zones rurales est confiée à des opérateurs privés et aux collectivités locales, sous la supervision de l'AER.

3.4.3 Présentation des infrastructures électriques

Figure 3.4.2 – Carte des infrastructures électriques du Cameroun



A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

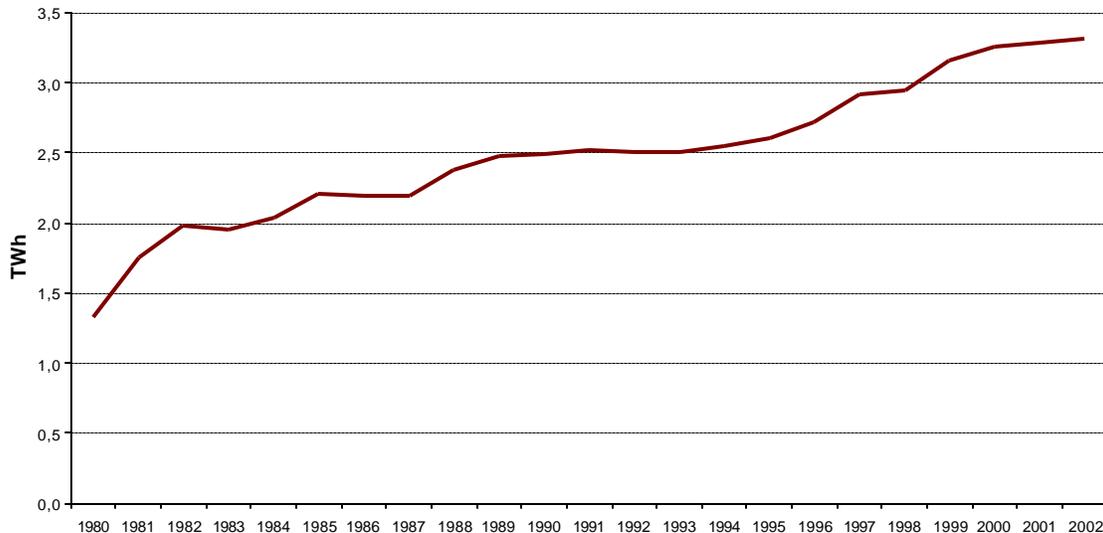
La demande électrique existante s'élève à un total de 850 MW à la pointe, pour une consommation totale estimée à 3,32 TWh en 2002. La croissance annuelle de la

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



demande entre 1980 et 2002 est estimée à 4,2 %, comme indiqué dans le graphique ci-dessous :

Figure 3.4.3 – Consommation d'électricité du Cameroun (1980 – 2002)



Source : EIA

Le potentiel de croissance de la demande électrique est important car peu de population a accès à l'électricité : à peine 40% des zones urbaines et 5% des zones rurales ont accès à l'électricité, pour un taux de couverture estimé à 46 % environ. AES-Sonel a pour obligation dans son contrat de concession de faire passer son nombre d'abonnés de 400 000 à 1 million, ce qui ferait croître la demande des secteurs résidentiel et tertiaire de façon importante.

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES

Production : AES-Sonel exploite trois ouvrages hydroélectriques : la centrale de Lagdo (72 MW de puissance installée) qui alimente le Nord du pays (essentiellement la ville de Garoua), et les centrales de Song-Loulou (384 MW) et Edéa (264 MW) qui alimentent le réseau interconnecté Sud, notamment Alucam (industrie aluminère) et les villes de Douala et Yaoundé. La production d'origine thermique est assurée par la nouvelle centrale thermique à fioul lourd de Limbé (90 MW de puissance installée), ainsi qu'une quarantaine de générateurs (127 MW de puissance totale installée) disséminés dans une quinzaine de localités du pays.

i. Capacités installées

Les capacités installées totales s'élèvent à environ 900 MW, 715 MW hydraulique et 185 MW thermique, après la mise en service de la centrale de Limbé (85 MW, fonctionnant au fioul lourd).

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



ii. *Capacités disponibles*

La quasi-totalité des capacités installées sont disponibles, suite au programme de réhabilitation qu'a entrepris AES – Sonel depuis 1996.

Les producteurs indépendants : A la faveur de la libéralisation du secteur de l'électricité, des producteurs indépendants ont fait leur entrée dans le secteur. Selon une enquête réalisée en 2003 par l'Arsel, on en dénombre près de 5000 au Cameroun. Ils sont constitués de ménages (à près de 51%) et d'institutions publiques et privées (sociétés commerciales, administrations, ONG, Associations...). La puissance totale installée par ces producteurs est de l'ordre de 268 MW. L'énergie électrique produite est d'une part d'origine électromécanique (groupes électrogènes, turbines à vapeur ou à gaz, centrales hydroélectriques, et aérogénérateurs ou éoliennes rapides), et d'autre part d'origine photovoltaïque. Toutefois, les groupes électrogènes sont les équipements les plus utilisés (98%.)

Transport et distribution : AES-Sonel possède deux réseaux indépendants de transport et de distribution connus sous les noms de Réseau interconnecté Sud (90% de la consommation d'énergie) et Réseau interconnecté Nord ; les autres régions du pays (notamment l'Est) qui ne sont pas connectées à ces réseaux sont alimentées par des centrales diesel indépendantes. Les pertes techniques sur le transport de l'électricité étant évaluées à 30% environ, AES-Sonel a lancé un projet de réduction de celles-ci par compensation d'énergie réactive. La mise en oeuvre de ce projet permettra d'améliorer la tenue du réseau avec à la clef un gain de 20 MW supplémentaires. Le taux de couverture actuel du pays est de 46% et le taux d'accès de 15%, dont près de 5% en zone rurale.

Electrification rurale : malgré le potentiel hydroélectrique important du Cameroun, le pays compte seulement 2000 localités rurales électrifiées, sur un total de 13 000, dont la population est comprise entre 200 et 5000 habitants. L'Agence d'électrification rurale (AER) a mis sur pied un plan directeur d'électrification rurale (PDER), basé sur le développement du solaire et de l'éolien, pour remédier à cette situation. Les besoins en financement se chiffrent à près de 300 millions EUR.

C. *EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT*

Le pays connaît un déficit énergétique (estimé à 180 MW en 2004), dû essentiellement à l'insuffisance des moyens de production, consécutive à un sous-investissement chronique. A cela, il faut ajouter l'augmentation rapide de la demande (+6% par an) liée à la reprise économique et à la croissance démographique, et les mauvaises conditions pluviométriques que vit le pays depuis 2 ans. Grâce à l'entrée en activité de la nouvelle centrale thermique de Limbé (90 MW de puissance installée), ce déficit énergétique a été réduit de près de moitié, soit 90 MW de déficit environ

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

i. Demande future

Le taux de croissance de la demande électrique est estimé à 6% par an, ce qui nécessite la mise en service de moyens de production supplémentaires ou le recours à des importations d'électricité.

ii. Projets de production envisagés

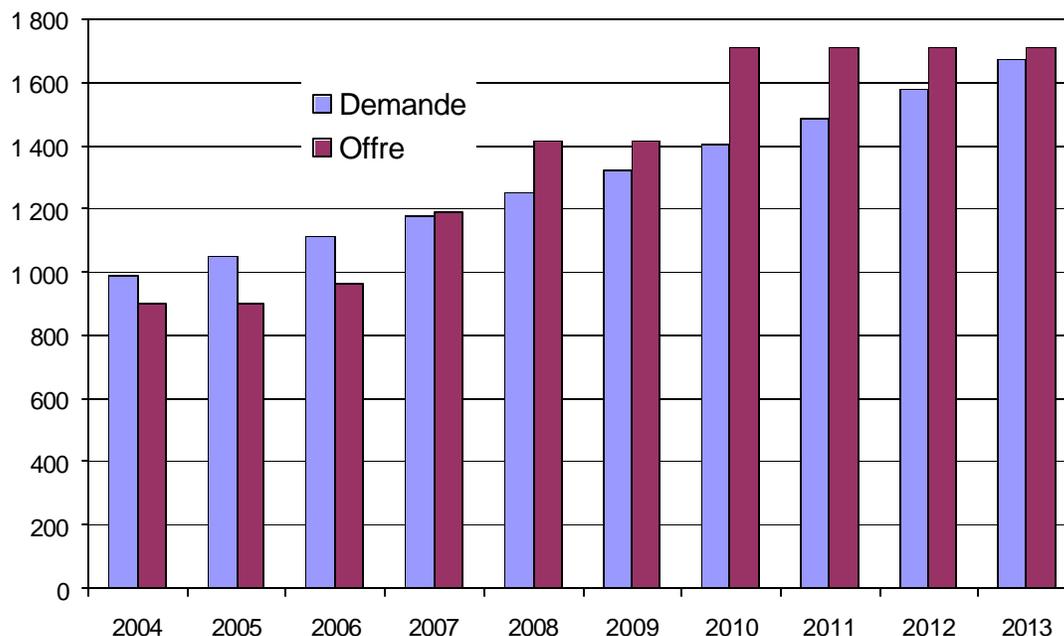
Hydroélectricité : après la République Démocratique du Congo, le Cameroun possède le deuxième potentiel hydroélectrique d'Afrique Centrale : avec plus de 110 sites répertoriés, le potentiel hydroélectrique total est estimé à 115 000 MW, ce qui pourrait lui permettre d'exporter de l'électricité vers les pays voisins. Les principaux projets de production hydroélectrique sont le barrage de Lom Pangar (réservoir de régulation), Nachtigal (225 MW), Memvé Elé (296 MW) et Warack (64 MW).

Le gaz naturel pour la production de l'électricité : compte tenu des besoins du pays en énergie électrique, la solution gaz est fortement envisagée. Le projet, dont les études préliminaires ont été réalisées par l'Arsel, pourrait démarrer en 2005. Il consiste en la construction d'une centrale à gaz de 200 MW par un producteur indépendant, qui revendrait l'électricité produite à AES-Sonel. Certains majors pétroliers ont manifesté leur intérêt pour ce projet, notamment la partie extractive de la matière première, les réserves de gaz étant évaluées à 160 milliards de m³. Le principal projet est d'exploiter les réserves de gaz qui se situent dans la région de Kribi est de construire une turbine à gaz de 150 MW pour alimenter une usine d'aluminium (projet Alucam).

iii. Bilan offre-demande futur

Les projets identifiés au niveau national permettraient de satisfaire la demande future, comme indiqué dans le diagramme suivant, cette couverture de la demande pouvant également être assurée par des importations.

Figure 3.4.4 – Bilan offre-demande pour le Cameroun 2004-2013



Source : PA

E. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

Le potentiel d'interconnexion avec les autres pays d'Afrique Centrale et de l'Ouest est important : le Cameroun, de part sa position géographique et son nombre important de pays voisins peut envisager de s'interconnecter avec la Guinée Equatoriale, le Tchad, la République Centrafricaine et le Gabon. Le Cameroun pourrait également voir transiter de l'énergie en provenance de la RDC à destination du Nigéria (WAPP) qui souffre d'un important déficit électrique et qui produit son électricité à base de combustibles fossiles.

Le Cameroun pourrait jouer à l'avenir un rôle d'exportateur et de transitaire d'électricité, de part sa taille et sa localisation géographique. Le Cameroun en effet sera sur le trajet de la ligne d'interconnexion PEAC-WAPP et, éventuellement, être un des pays transitaire de la ligne d'interconnexion Inga – MEDELEC. A terme également, le Cameroun pourrait valoriser ses capacités hydrauliques en exportant de l'énergie ou en vendant des réserves au marché régional et au WAPP.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.5 CONGO

3.5.1 Contexte macro-économique et financier

La République du Congo est située dans la partie Ouest de l'Afrique centrale à cheval sur l'équateur et au bord de l'océan atlantique sur une superficie de 342 000 km². Le pays a des frontières au Nord avec le Cameroun (523 km) et la Centrafrique (467 km), au Sud avec l'Angola (201 km) par l'intermédiaire de l'enclave du Cabinda et à l'Ouest avec le Gabon (1 903 km). A l'Est, le fleuve Congo et son affluent Oubangui séparent le Congo de la République Démocratique du Congo (2 410 km).

En 2004 la population du pays a été estimée à 2 998 040 d'habitants avec une densité très faible au niveau de 8,5 habitants par km² et avec le taux de croissance estimé à 1,42 %¹². La population du pays est fortement urbanisée avec au moins 60% de la population vivant dans les deux villes principales : Brazzaville, la capitale politique et Pointe-Noire, la capitale économique.

La République du Congo a vécu trois guerres civiles violentes (1993 - 1994, 1997 et 1998 - 1999) qui ont fait de nombreuses victimes et détruit les infrastructures. Les guerres subies ont laissé les séquelles dramatiques : environ 50% des outils agricoles ont été détruits, 75% du bétail a été perdu, la plupart des routes sont devenues non-opérationnelles et la circulation du train entre Brazzaville et Pointe-Noire a été interrompue.

A l'heure actuelle, le Congo est confronté à un double défi de reconstruction économique ainsi que de passage d'une économie étatisée à une économie libérale.

Le Congo est riche en sources d'énergie primaire. Le pays est le cinquième producteur africain de pétrole derrière le Nigeria, l'Angola, le Gabon et la Guinée équatoriale. En conséquence, l'économie congolaise est marquée par la prédominance du secteur pétrolier qui, selon les estimations du Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique du Congo, contribue plus de 40% au PIB et 60% aux recettes de l'Etat.

Le pays possède également des ressources en bois, en gaz naturel, en énergie solaire et en hydroélectricité. **Le bois** constitue la deuxième ressource du pays après le pétrole. Outre les exportations et la transformation industrielle, le bois est très largement utilisé comme combustible domestique et la part du bois dans le bilan énergétique du pays s'étend jusqu'à 80%.

Les réserves du **gaz naturel** sont estimées au Congo à près de 100 milliards de m³. Actuellement, la production du gaz naturel nationale est estimée à 7 milliards de mètres cubes dont 2 milliards sont torchés.

L'ensoleillement moyen au Congo est de l'ordre de 4,5kwh/m²/jour avec une durée estimée de 1 600 à 2 000 heures. Actuellement, quelques promoteurs sont en train d'installer des systèmes photovoltaïques dans les zones rurales.

¹² www.cia.gov

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



Le **potentiel hydroélectrique** du Congo est évalué à 2 500 MW comme inventorié en 1981, principalement dans le nord, l'ouest et le centre du pays tandis qu'il reste encore à explorer le sud et l'extrême nord du pays.

3.5.2 Contexte institutionnel

Le secteur de l'électricité congolais est placé sous la tutelle du **Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique** qui exerce un pouvoir de la gestion du stratégique et de contrôle à travers sa Direction de l'Energie. Le Ministère est en charge de la planification, le financement et l'exécution des ouvrages de production et de transport. Cependant, c'est la Délégation Générale de Grands Travaux à la Présidence de la République qui est chargée de la gestion stratégique des projets dont l'enveloppe de financement globale est supérieure à 500 millions de FCFA.

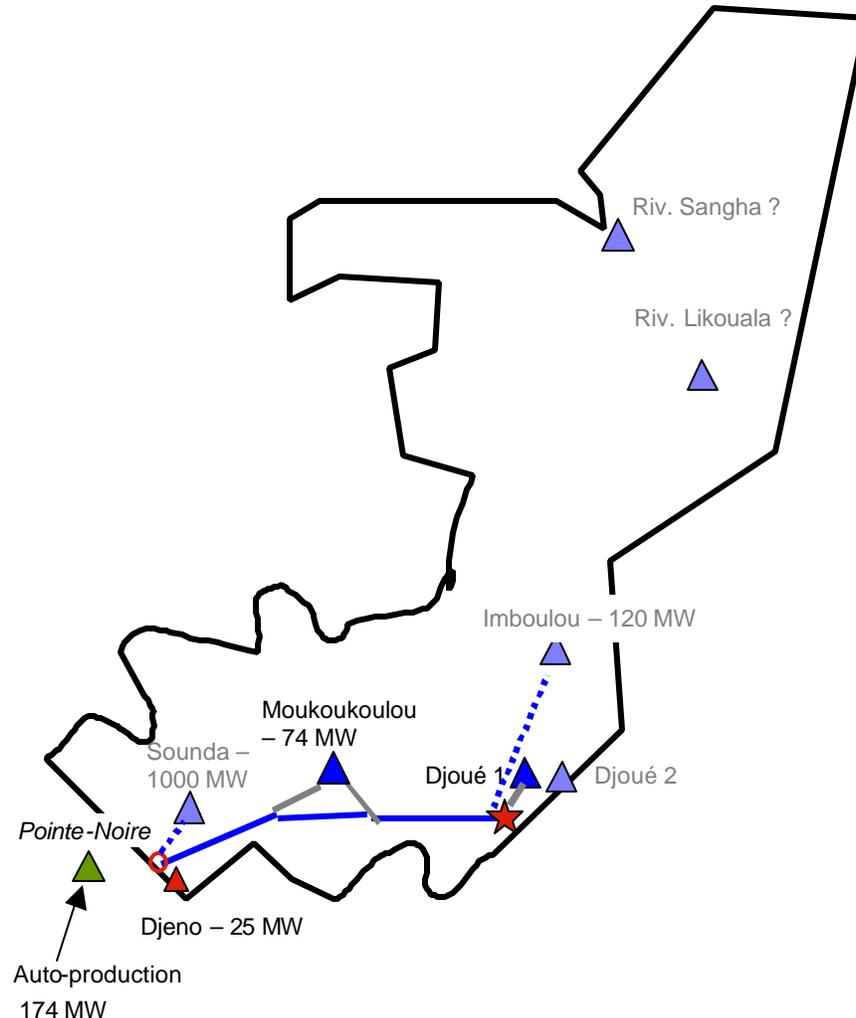
Jusqu'à récemment, l'entreprise para-étatique **Société Nationale d'Electricité (SNE)** a été chargée de la gestion du service public de production, transport et distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national. Avant 1997 la SNE faisait l'objet d'une privatisation mais les dégâts causés aux infrastructures pendant les deux dernières guerres (1997 et 1998/99) ont fortement diminué la probabilité d'une privatisation immédiate.

En 2003, l'Etat congolais a mis la fin au monopole de la SNE en établissant le nouveau cadre institutionnel pour le secteur électrique. Le Code de l'Electricité promulgué le 13 avril 2003 a libéralisé le secteur électrique en introduisant de nouveaux principes pour l'accès au réseau du transport, l'importation et de l'exportation de l'énergie électrique, les contrats de délégation pour la gestion du service public de l'électricité ainsi qu'en établissant la régulation indépendante des activités des opérateurs et affirmant les droits des auto-producteurs et des producteurs indépendants. Le principe de la libre concurrence a été ainsi établi en ouvrant le secteur à tout opérateur sous diverses formes d'intervention allant de producteur indépendant, BOOT, concession, affermage, etc.

L'introduction du Code de l'Electricité fut accompagnée par la promulgation des lois portant l'établissement d'une agence de régulation du secteur électrique, d'une agence nationale d'électrification rurale (ANER) et d'un fonds de développement du secteur de l'électricité, alimenté par la redevance sectorielle. Toutefois, à l'heure actuelle, la situation du secteur électrique congolais reste difficile.

3.5.3 Présentation des infrastructures électriques

Figure 3.5.1 – Carte des infrastructures électriques du Congo



Légende :

- | | | | | |
|------------------------|----------------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------------|
| — : ligne 225 kV | : projet ligne 225 kV | ★ : capitale | ▲ : centr. hydraulique existante | ▲ : centr. hydraulique en projet |
| — : ligne 110 et 90 kV | : projet ligne 100 et 60 kV | ○ : ville | ▲ : centr. thermique existante | ▲ : centr. thermique en projet |

A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

La demande électrique en 2004 est estimée à environ 100 MW à la pointe. Cette valeur est estimée faute de statistiques disponibles et parce que la demande est limitée dans plusieurs points du pays.

La demande mesurée se répartie en deux zones principales : l'agglomération de Brazzaville et celle de Pointe-Noire ; le reste de la demande se trouvant dans le reste du pays et alimentée à partir de centres de production isolés.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



La demande existante est d'environ 60 MW dans la région de Brazzaville, mais celle-ci est sous-estimée car la valeur de 60 MW correspond à la puissance disponible en additionnant les importations en provenance de la RDC et la puissance des centrales électriques nationales qui alimentent la ville.

La demande existante est d'environ 35 MW dans la région de Pointe-Noire, auquel il faut ajouter environ 350 MW de capacités d'auto-production (essentiellement industrie pétrolière).

La demande du reste du pays est estimée à 20 MW, répartie autour des principales villes du pays. Les données de demande sont essentiellement fondées sur des estimations, eu égard à la difficulté de collecter des données précises sur la demande réelle, due principalement à la qualité de l'électricité fournie (coupures fréquentes, pertes de lignes de transport provoquant des interruptions pendant plusieurs jours).

Au Congo, le taux d'électrification national demeure très faible au niveau de 25% en milieu urbain et de 5% dans les zones rurales. La tendance globale du taux d'électrification est à la baisse légère suite aux destructions dues aux événements socio-politiques. Il est donc impératif de renverser cette tendance le plus vite possible afin d'assurer une croissance économique et le développement durable.

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT EXISTANTES

i. Capacités installées

Le Congo dispose d'une capacité de production installée de 114 MW. Cela inclut deux centrales hydroélectriques : de Moukoulou (74 MW) et de Djoué (15 MW). La centrale de Moukoulou située à 300 km de Brazzaville qui a été l'objet de plusieurs agressions militaires pendant la guerre civile, a vu sa puissance disponible diminuer jusqu'à 55 MW. La centrale de Djoué, opérationnelle dans la banlieue proche de Brazzaville depuis 1954, a été restaurée par Rotek, une filiale d'Eskom, en 1996, seulement pour être ensuite endommagée par des forces militaires.

Depuis fin 2003 il fonctionne également sous un contrat IPP une centrale thermique à gaz de Djeno (Pointe-Noire) avec la puissance installée de 25 MW.

ii. Capacités disponibles

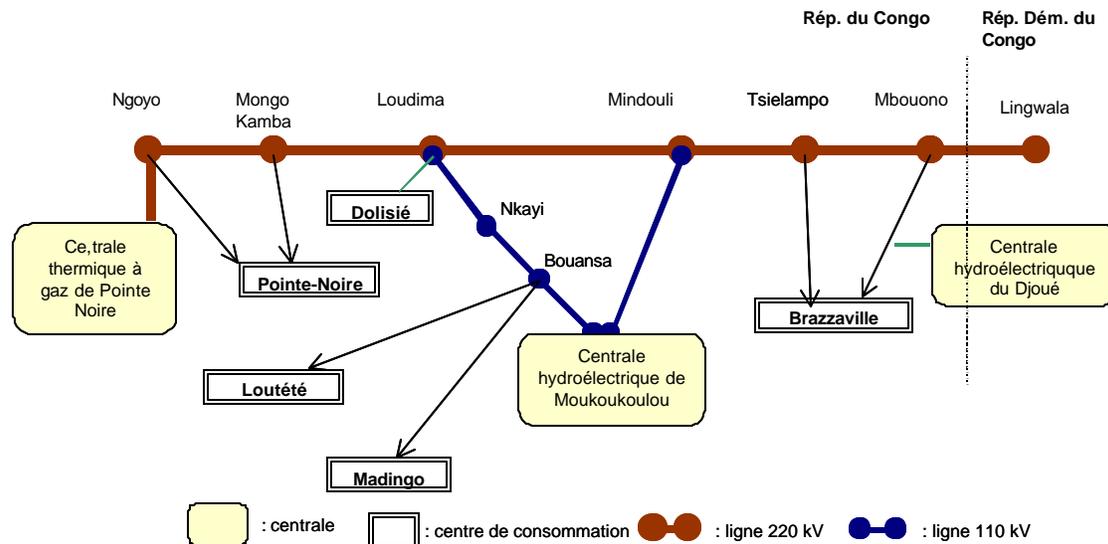
Actuellement, une ligne d'interconnexion de 220 kV relie Congo à la République Démocratique du Congo à travers le barrage d'Inga permettant de satisfaire près de 70% de la demande de la ville de Brazzaville. Les opérations de l'importation ont débuté en 1996 avec la signature d'un contrat d'importation pour une puissance nette de 50 MW. En 2003, la SNE a importé de la RDC 358 608 MWh pour un montant de 8 208,896 Euros.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

iii. Réseau de transport

Le réseau de transport est assez peu développé. Il relie les deux centres de consommations principaux, Brazzaville et Pointe-Noire par une ligne 225 kV de 450 km de long, comme indiqué dans le graphique ci-après :

Figure 3.5.2 : Synoptique du réseau de transport de la République du Congo et des centrales de production raccordées



Source : article Emile Tchakala dans L'intelligent daté du 24 août 2004

Le premier tronçon Loudima – Pointe Noire a été mis en service en 1982. Le tronçon Loudima – Brazzaville a été mis en service entre 1987 et 1989. La ligne est constituée d'une seule terme en almélec de diamètre 570 mm². L'interconnexion entre la République du Congo et la République Démocratique du Congo est constitué de conducteurs almélec de diamètre 360 mm². Le réseau de transport souffre d'une quasi-absence d'entretien qui génère des interruptions de fourniture pouvant durer plusieurs jours, voire semaines, la SNE manquant de moyens et de ressources adaptés pour effectuer des réparations des lignes et l'entretiens des ouvrages. Le poste de Mindouli, endommagé pendant les affrontements des années 1990, n'est toujours pas réhabilité et empêche le transport de l'énergie électrique produite à l'ouest (barrage de Moukoulou et centrale de Pointe-Noire) vers la capitale Brazzaville.

C. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

Pour pouvoir établir le bilan de l'équilibre offre-demande existante et future, nous avons estimé la demande existante et future sur la base des informations disponibles.

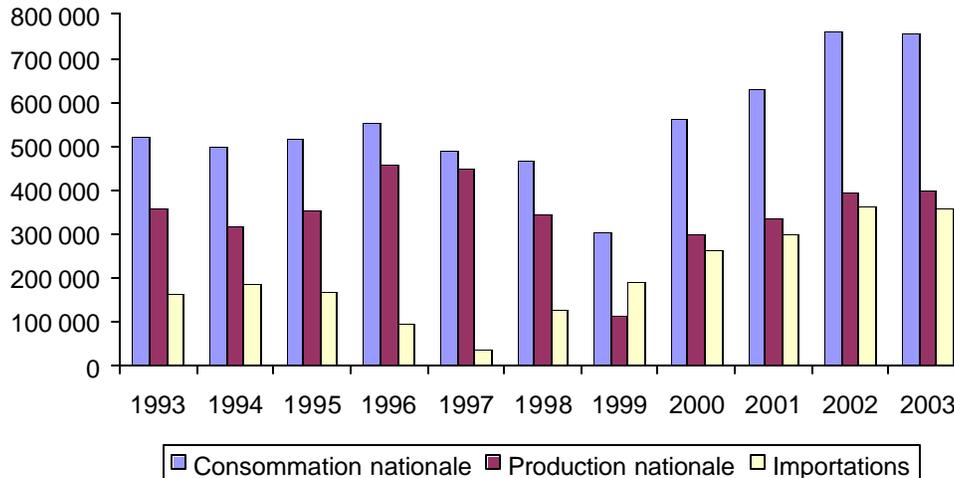
La demande de pointe de Brazzaville est estimée à 75 MW tandis que la puissance de la centrale de Djoué qui alimente la ville n'atteint que 15 MW en saison humide. Le reste est comblé par l'énergie achetée à la RDC. La République du Congo est dépendante des importations d'électricité en provenance de la RDC. Comme illustré à la Figure

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.5.3, depuis 2000 les importations de la RDC couvrent presque 50% de la consommation nationale annuelle.

Figure 3.5.3 : Production, importation et consommation d'électricité au Congo 1993 – 2003, MWh.



Source : SNE

La pénurie et la mauvaise qualité de fourniture ont créé des conditions favorables à l'apparition de **l'auto-production**, surtout dans les secteurs pétrolier et forestier, évaluée à plus de 200 MW (source : Ministère de l'Energie et des Mines). D'une manière générale, l'état actuel du secteur de l'électricité congolais peut être caractérisé par :

- La vétusté des équipements des centrales de Moukoulou et du Djoué. Les investissements nécessaires pour la réhabilitation des installations de production sont estimés à 15 milliards de FCFA (20,4 millions de \$ USA¹³).
- La dégradation prématurée des lignes de transport et des postes de transformation du fait des dommages causés lors des guerres civiles et l'absence de maintenance préventive des installations.
- L'indisponibilité du réseau interconnecté et l'exploitation du réseau de transport en deux îlots séparés.
- La facturation au forfait des clients basse tension, due à l'insuffisance ou à l'absence presque totale (en particulier dans le cas de Brazzaville) de compteurs basse tension fiables.
- L'irrégularité dans l'approvisionnement des centres secondaires équipés de groupes électrogènes (à cause de la vétusté des équipements, des difficultés d'approvisionnement en carburant et du manque de pièces de rechange).

¹³ www.cia.gov

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



- Pertes globales (techniques et non techniques) élevées de transport (60 à 65%) et de la distribution (56,5%).

D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

En novembre 2000, la SNE a fait un effort pour faire la **prévision de la demande** en fonction du taux d'accroissement de la population de 3% par an d'ici 2020 pour les principaux centres de consommation actuellement interconnectés dans le sud du pays : Brazzaville, Pointe-Noire, Dolisie, Nkayi. L'accroissement de la demande d'énergie électrique dans ces localités était prévu à 25% entre 2000 et 2020. Ce calcul est à actualiser en prenant en compte les évolutions de dernières années et l'ensemble du pays.

La politique nationale d'électrification prévoit :

- (i) La fourniture de l'énergie électrique dans les centrales secondaires en faisant recours aux différents sites existants¹⁴ ;
- (ii) La réhabilitation des équipements existants ;
- (iii) La mise en disposition des secteurs industriel et commercial de l'énergie électrique de bonne qualité, fiable et abondante, ceci grâce à la mise en valeur des ressources hydroélectrique tel que Sounda.

A l'heure actuelle, il est prévu d'augmenter de 25 MW à 100 MW la puissance installée de la centrale à gaz à Pointe-Noire de 25 MW à 100 MW pour satisfaire la demande toujours croissante dans le sud.

A cette prévision de la demande, il faut ajouter la demande électrique supplémentaire générée par les projets industriels identifiés au Congo, à savoir :

Le Gouvernement du Congo est actif dans la recherche des possibilités pour la création des partenariats publique-privé afin d'assurer l'expansion de moyens de production et de transport d'énergie électrique.

Parmi les projets du partenariat publique/privé on cite celui de création d'une fonderie d'alumine sous le financement privé. Le protocole d'accord signé avec le Groupe Reynolds (USA) en juillet 2004 prévoit la création d'une société du droit congolais « l'Aluminium Company of the Congo » (A.C.C.) pour l'exploitation de la bauxite.

Etant donné que le projet aurait besoin en fourniture d'électricité fiable et à faible coût de l'ordre de 500 MW, les parties se sont engagées à tout mettre en œuvre pour assurer la disponibilité de l'énergie électrique produite par la centrale d'Inga en République Démocratique du Congo et transportée à Pointe-Noire en République du Congo via le Cabinda en République d'Angola. Le promoteur s'engage à mettre à disposition du Gouvernement du Congo l'étude de faisabilité du projet. Alternativement, le projet pourrait également bénéficier d'une alimentation électrique à partir du barrage de Sounda.

¹⁴ En milieu rural, la promotion des énergies nouvelles et renouvelables est également vivement encouragée.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

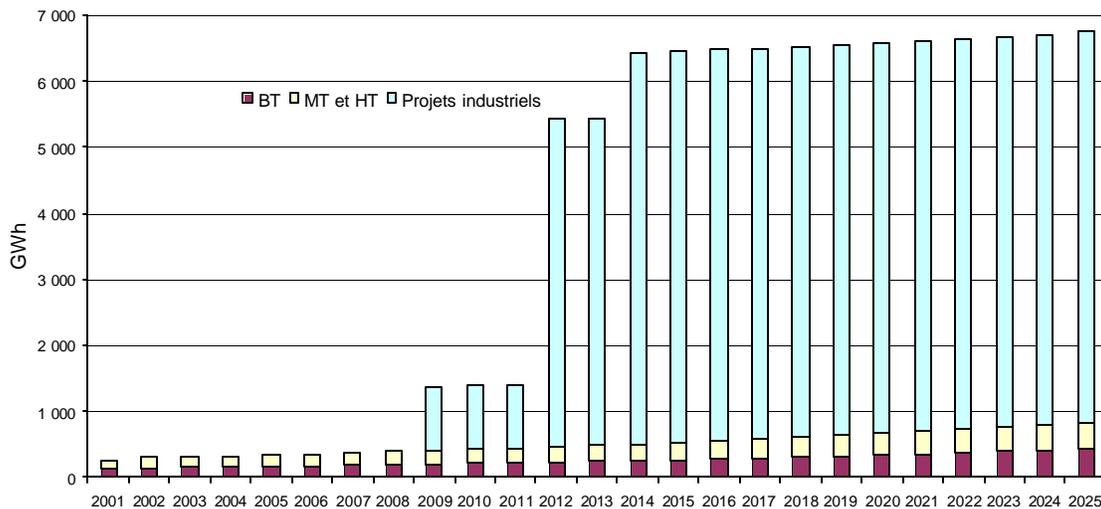
interconnecté régional. . .



La société canadienne Mag Alloy Corporation a signé avec le gouvernement congolais une convention cadre pour développer plusieurs projets miniers d'exploration et d'extraction de magnésium, potassium, sodium et sels connexes dans les régions côtières de la République du Congo. Une société conjointe entre la République du Congo et une filiale de Mag Alloy serait créée à cet effet. Les besoins en puissance électrique sont estimés à environ 120 MW pour la première phase (60 000 tonnes de minerais produits par an) et 120 MW supplémentaires dans la deuxième phase. Pour couvrir les besoins électriques de la première phase, il est envisagé de construire une turbine à gaz de 120 MW près du site minier ou d'utiliser l'électricité en provenance des barrages de Sounda ou d'Inga pour alimenter le site.

Si l'on prend en compte la prévision de consommation nationale telle que déterminée par la SNE et les principaux projets industriels identifiés, la demande nationale en électricité devrait croître très fortement sensiblement entre 2005 et 2025, comme indiqué dans le diagramme ci-dessous :

Figure 3.5.4 – Prévision des consommations d'électricité pour le Congo 2005 – 2025



Source : PA, SNE, Ministère de l'Énergie et des Mines

En outre, le Gouvernement du Congo mise beaucoup sur l'expansion du potentiel national hydroélectrique. Les sites les plus importants¹⁵ à développer dans l'immédiat sont inventoriés comme suit :

1. Sounda sur le fleuve Kouilou (1 000 MW)
2. Cholet à la frontière avec le Cameroun (800 MW)
3. Imboulou sur la rivière Léfini (300 MW)
4. Louéssé (100 MW)

¹⁵ La liste exhaustive des sites hydroélectriques du Congo est fournie en annexe

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



5. La Foulakari sur la rivière Foulakari (100 MW).

En 2003, les travaux de construction ont été entamés pour le barrage d'Imboulou sur la rivière Lefini. Deux sociétés chinoises, la CMEC et la CIEMCO coopèrent avec le Gouvernement du Congo sur ce projet dont l'enveloppe de d'investissement globale de 280 millions de dollars USA. La puissance installée est prévue à atteindre 100 MW. Les travaux de construction du barrage et de la centrale dureront de 5 à 6 ans.

Le site de Sounda dont le coût d'aménagement est estimés à 925 million de dollars USA, se trouve à la confluence des fleuves Kouilou et de Niari à peu près à 135 km au nord de la ville de Pointe-Noire. Les routes d'accès, une cimenterie et un tunnel de déviation sous la gorge ont été construit avant l'indépendance mais les travaux ont été interrompus. Si le financement de l'ouvrage est assuré, sa mise en service pourrait avoir lieu aux environ de 2009.

En septembre 2004 la société Old Mutual Properties (Groupe Suez) a exprimé son intérêt à réaliser l'ouvrage sur le fleuve Kouilou en qualité de producteur indépendant. En outre, cette société a également exprimé son intention de développer les projets de barrage de Cholet et de la ligne de transport Brazzaville – Ouessou.

E. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DE PEAC

D'une manière générale, le Gouvernement du Congo attache une priorité à l'intégration régionale avec les autres pays de la CEEAC dont il est Etat Membre. Congo également fait partie de la CEMAC et dans le cadre de cet accord le pays s'est engagé à respecter les critères de surveillance multilatérale et préparer un plan de convergence de son économie, notamment pour la création d'un marché commun fondé sur la libre circulation des biens, des services, des capitaux et des personnes, et l'harmonisation des politiques sectorielles communes.

L'intégration régionale des infrastructures électriques est positivement vue au Congo : le pays s'attèle à mettre en place les conditions d'une coopération prometteuse. La politique de l'intégration régionale dans le domaine de l'énergie électrique est couronnée par le plan de construction d'une ligne de transport 400 kV pour interconnecter Pointe-Noire au sud et Ouessou au nord du pays en passant par Brazzaville. Il est espéré que cette ligne d'interconnexion permettra au Congo de profiter de sa position géographique par rapport à la centrale hydroélectrique d'Inga en RDC pour devenir exportateur et transitaire de l'énergie électrique.

D'autre part, le Gouvernement du Congo est vivement intéressé par les interconnexions éventuelles avec les pays voisins : le Gabon (au sud et au centre du pays), le Cameroun (à partir de localité Souanké au nord), la Centrafrique (à partir d'Ouessou ou d'Impfondo) et encore avec la RDC. De ce point de vue, le Pool Energétique de l'Afrique Centrale est perçu comme une institution bien appropriée pour l'intégration régionale des systèmes électrique nationaux au sein d'un marché organisé.

3.6 GABON

3.6.1 Contexte macro-économique et financier

Grâce à d'importants revenus pétroliers, le PIB par habitant au Gabon dépasse largement la moyenne du PIB réel par habitant des pays d'Afrique sub-saharienne. Cependant, son classement en indicateur du développement humain au 109ème rang en 2001, même s'il représente une avancée considérable par rapport au passé (124ème en 1999), traduit encore un déficit social important et la persistance de la pauvreté. La dépendance exclusive du pétrole reflète une situation fortement vulnérable en raison de la baisse tendancielle de sa production.

Par contre, le Gabon, de par sa stabilité politique dans une région gangrenée par les conflits et de par le statut de "doyen" du Président Bongo, joue un rôle important au niveau de la politique africaine malgré la faible densité de sa population. C'était dans le contexte difficile de 1999 (baisse de 11.4% de la production pétrolière, contraction de 8.9% de l'activité du secteur non pétrolier, recul du PIB réel de 9.6%) que le Gouvernement gabonais a amorcé une reprise en main de la gestion des finances publiques. Il a ainsi fait réaliser un audit des finances du gouvernement central et un audit de la dette publique intérieure. Il a renforcé le contrôle des dépenses de l'Etat et procédé à la réorganisation du Ministère des finances. La part des dépenses courantes de l'Etat est passée de 27.1% du PIB en 1998 à 16.4% en 1999, et les dépenses d'investissement public de 13.7% à 4.2%. Grâce à ces efforts, un accord de confirmation a pu être conclu avec le FMI en octobre 2000, permettant au Gabon de bénéficier en décembre 2000 d'un nouveau rééchelonnement de sa dette auprès du Club de Paris.

Jusqu'au début des années 1970, l'économie était dominée par les activités forestières et minières (manganèse et uranium) avant que le pétrole ne prenne le relais. Une sensible augmentation de la demande intérieure s'en est suivie, grâce à l'accroissement des revenus et des dépenses engagées par l'État. Le pétrole tient une place tout à fait exceptionnelle dans l'économie du pays. Toute évolution du cours du baril ou toute fluctuation du cours du dollar influe, d'une manière extrêmement importante, sur les ressources financières, qu'elles soient d'exportation ou strictement d'origine fiscale (budgétaire). La répartition de la valeur ajoutée par branche (1998) se présente comme suit :

- Secteur pétrolier : 30% du PIB ; secteur non pétrolier : 70% du PIB.
- Secteur primaire : 8% du PIB ; secteur secondaire : 44% du PIB (dont 32% des industries extractives, 10% des bâtiments et travaux publics) ; secteur tertiaire : 39% du PIB (dont 10% du commerce, 10% des administrations publiques, 13% des autres services) ; services non marchands : 9% du PIB.

La population du Gabon était de 1,3 millions d'habitants en 2001.

Chiffres-clés du Gabon :

- PIB par habitant : 4.000 USD
- Espérance de vie : 52,6 ans

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



- Classement selon l'indice de développement humain : 109 sur 162 (2001)
- Taux de mortalité infantile : 85 pour 1000
- Pourcentage de la population vivant sous le seuil de pauvreté : 22%
- Taux d'alphabétisation des adultes : 63%

Le désengagement de l'Etat du secteur productif et marchand est l'un des instruments privilégiés de la politique de diversification de l'économie. Il vise d'une part, l'assainissement des finances publiques par la réduction des subventions aux entreprises publiques et, d'autre part, l'adaptation de l'économie gabonaise au nouveau contexte de l'après-pétrole. Conscient de cet interventionnisme pesant sur les structures productives, l'Etat n'intervient plus que pour promouvoir le secteur industriel comme en témoigne la récente création d'une Agence de promotion des investissements privés (APIP). Les cycles récurrents de récession se sont aggravés par le passé par l'absence de planification industrielle, même à moyen terme, un facteur n'ayant pas permis à l'industrie gabonaise de s'orienter vers l'extérieur alors qu'elle continue parallèlement de faire appel aux importations de biens d'équipement et aux produits semi-finis. La priorité est donc de rechercher les sources de développement vers les industries exportatrices, qui devront favoriser la transformation des ressources locales et renouvelables : à savoir la forêt, le tourisme, l'agriculture. Les activités seront par conséquent recherchées dans le secteur du bois, de la pêche et dans l'industrie de transformation des ressources minières. Après les progrès enregistrés, notamment dans les secteurs de l'électricité et de l'eau (1997), le chemin de fer (1999), l'industrie sucrière (1999), l'industrie du ciment (2000), la branche de la téléphonie mobile (2000), le programme poursuivra en 2001 avec le désengagement de l'Etat des secteurs des télécommunications, de l'agro-industrie et des transports. En ce qui concerne Air Gabon, le plan de restructuration de l'entreprise verra son exécution s'accélérer en vue notamment du programme de mise en place d'une compagnie sous-régionale de transport aérien. Par ailleurs, le Code minier a été promulgué et le Gouvernement compte accélérer l'adoption des textes d'application. Le nouveau texte inclut le régime fiscal correspondant à chaque activité et a arrêté une série de mesures incitatives, qui ouvre de nouvelles perspectives pour les investisseurs. Le code forestier est en cours d'examen par le Parlement. Un projet de code du commerce conforme aux dispositions de l'OHADA sera aussi élaboré. D'autres mesures ont été également prises, visant à promouvoir les investissements privés (diminution des droits de douane à l'importation, simplification des procédures d'agrément des entreprises, promulgation du code du travail révisé).

3.6.2 Contexte institutionnel

Le service de l'électricité est assuré par la SEEG, société nationale qui assure le service sous la forme d'un contrat de concession passé entre l'état et une filiale du groupe Veolia (ex-Vivendi) associée à la société Irlandaise Electricity Supply Board International, depuis 1997 pour un période de 20 ans. La SEEG a été concédée en 1997 au groupe Vivendi à hauteur de 51 % du capital. La transaction n'a pas été de nature monétaire mais a consisté en un engagement de l'acquéreur à diminuer significativement le coût du service et à mettre en œuvre un plan d'investissement incluant l'extension du réseau de 421,5 M\$US. Le Ministère de l'Energie est l'autorité de tutelle. Le cahier des charges de la concession spécifie les droits et obligations des parties et en particulier charge la

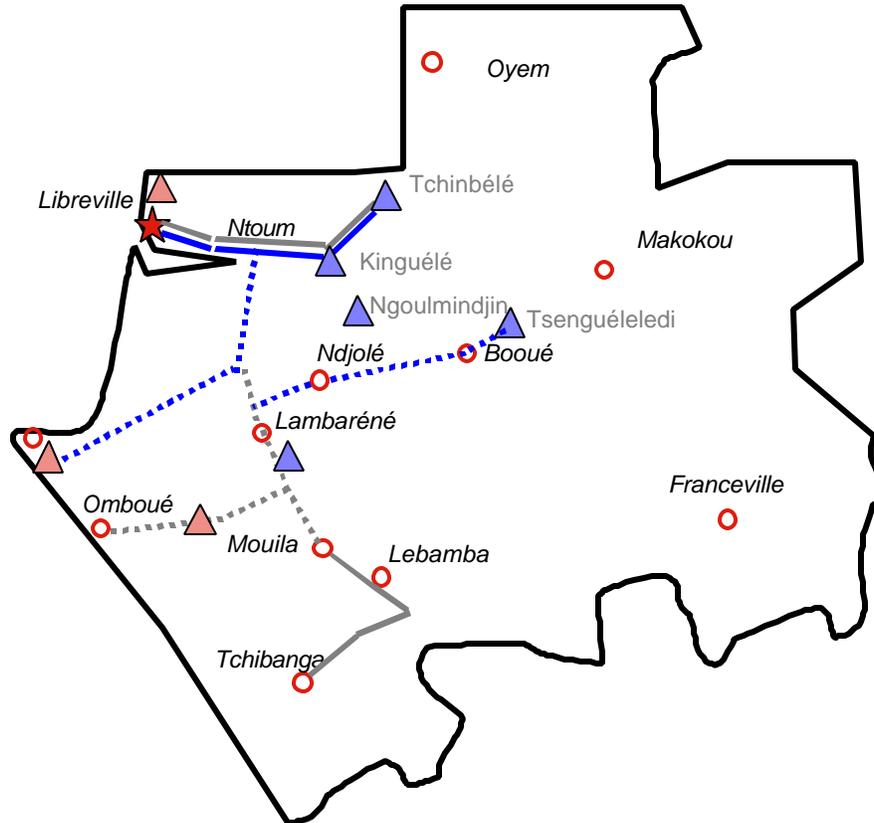
3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



SEEG d'étendre son infrastructure électrique pour augmenter le taux d'accès à l'électricité. Depuis sa privatisation en 1997, la SEEG a investi plus de 135 milliards de FCFA pour améliorer la qualité de la fourniture et étendre sa desserte.

3.6.3 Présentation des infrastructures électriques

Figure 3.6.1 – Cartes des infrastructures électriques du Gabon



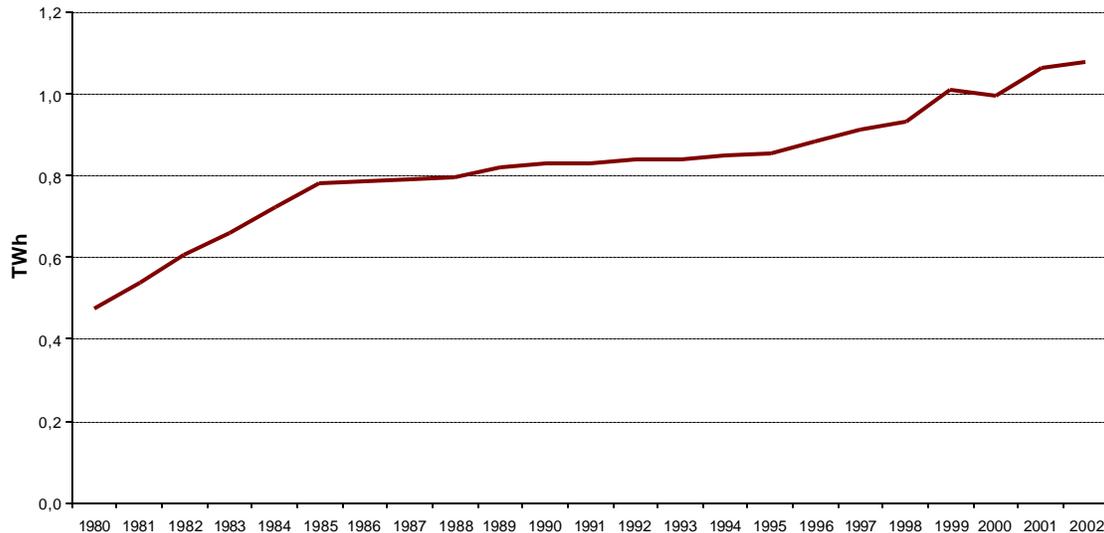
Légende :

- : ligne 225 kV
- : projet ligne 225 kV
- ★ : capitale
- ▲ : centr. hydraulique existante
- ▲ : centr. hydraulique en projet
- : ligne 110 et 90 kV
- : projet ligne 100 et 60 kV
- : ville
- ▲ : centr. thermique existante
- ▲ : centr. thermique en projet

A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

La consommation d'électricité au Gabon est estimée en 2002 à 1 080 GWh, comme indiqué dans le graphique ci-après :

Figure 3.6.2 – Consommation d'électricité du Gabon (1980 – 2002)



Source : EIA

Le taux de croissance annuel de la demande sur la période 1908-2002 est de 3,8%, avec une accélération de cette croissance depuis le milieu des années 1990.

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES

La part de production d'électricité au Gabon des centrales thermiques est d'environ 30 % alors que ces dernières représentent 45 % de toute la puissance installée. Les principales centrales thermiques sont Port Gentil (59 MW), Owendo (44 MW) et Poubara (38 MW). 35 % de toute la puissance du parc thermique du pays se retrouve dans les environs de Libreville. (Source : EIA, 2001).

Les centrales hydroélectriques produisent les trois quarts de l'électricité du Gabon. Les centrales les plus importantes sont Tchimbele (69 MW) et Kinguele (57 MW) sur la rivière M'Bei, et Poubara sur la rivière Ogooue (Source : EIA, 2001). Le potentiel hydroélectrique du pays est estimé à 6 000 MW. (Source : EIA, 2002)

Le réseau de transmission compte 531 Km de lignes à haute tension et 1361 Km de lignes à moyenne tension pour un total de 1892 Km de lignes. (données 2001, source EIA)

C. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT

La demande est tout juste satisfaite par le parc de production, et une situation de pénurie est à craindre à court terme : dans la région de Libreville en particulier, les lignes de transport sont saturées au moment de la pointe de demande, ce qui nécessitera la construction de moyens de production et de transport supplémentaires pour pouvoir alimenter la capitale.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

i. Demande future

La demande future devrait croître au moins aussi vite que par le passé, avec un taux de croissance d'au moins 4% par an, ce qui nécessitera la construction d'ouvrages de production supplémentaires ou bien le recours aux importations d'électricité.

Les projets industriels sont nombreux, en particulier le développement des ressources de fer dans la région de Makokou et le projet de construction d'une usine de magnésium dans la région de Mayumba. Les besoins en électricité ne sont pas connus.

ii. Projets de production envisagés

Les projets de production envisagés sont soit hydraulique ou thermique : les principaux barrages hydrauliques sont Fé II (12 ou 36 MW selon l'aménagement retenu), Tchindele (16MW), Kingulé (58 MW), Ngoulmendjin (105 MW), Impératrice (13-50 MW selon l'aménagement retenu), Nandji (4 MW), Lekedi et le projet de Tsengueleledi (200 à 600 MW selon l'aménagement retenue). Les principaux projets thermiques sont la centrale de Batanga (exploitation du champ gazier de Ganga) et le projet de centrale à Port Gentil (48 MW).

E. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

Le Gabon pourrait être amené à jouer un rôle pivot dans le marché régional de part sa position géographique et son parc de production à la fois thermique et hydraulique. Le Gabon pourrait être un pays de transit entre la production issue de la RDC Ouest (Inga) et les interconnexions avec le WAPP et, à un degré moindre, avec le MEDELEC. Le parc thermique de SEEG pourrait également jouer un rôle important de sécurisation du système dans le cas du développement du marché régional (vente de services systèmes et vente de réserves).

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.7 GUINEE EQUATORIALE

3.7.1 Contexte macro-économique et financier

Riche en ressources hydrauliques et pétrolières, la Guinée équatoriale ne devrait pas connaître de problèmes d'énergie électrique. Cependant, le pays éprouve des difficultés d'approvisionnement et les coupures de courant sont notoires en raison de la vétusté du réseau.

3.7.2 Contexte institutionnel

Les infrastructures électriques étant propriété de l'Etat, le financement de leur développement provient des recettes pétrolières. Le plan des investissements destinés au secteur de l'énergie électrique est du ressort du Ministre des mines, industrie et énergie. Il présente son budget au conseil des ministres et le soumet au Premier Ministre. La décision finale des investissements incombe au Président de la République. La production et l'exploitation du réseau reviennent à l'entreprise mixte Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial SA (Segesa) créée en 1990 et dont le capital de 140 millions FCFA est détenu à 62% par l'Etat et à 38% par l'entreprise espagnole Infinsa. Segesa doit financer la distribution, le transport et la maintenance des réseaux dans l'ensemble du territoire. Elle ne décide pas librement ses conditions commerciales, ses tarifs devant être approuvés par l'Etat. Or, la politique sociale du gouvernement impose des tarifs avantageux pour des consommateurs à faible pouvoir d'achat, ce qui affecte la trésorerie de l'entreprise Segesa.

La production d'électricité constitue donc l'un des problèmes majeurs de l'économie équato-guinéenne. La production et la distribution sont actuellement assurées par la société mixte SEGESA à Malabo et par l'entreprise publique ENERGE, qui sont en cours de privatisation. Selon la BEAC, la production électrique qui s'est élevée à 13 GW au premier semestre 2000, demeure insuffisante.

La zone insulaire : le parc de production est constitué de : La centrale hydroélectrique de Riaba conçue par EDF et mise en service en 1989. Elle fournit 55 % de la production totale de l'île. Les micro-centrales de Musola 1 et Musola 2, dont l'état actuel ne permet qu'une production de 90 KW. Une centrale thermique à Malabo. Durant la saison des pluies, la production est entièrement assurée par Riaba. En saison sèche, la puissance moyenne disponible sur Riaba ne s'élève plus qu'à 600 kW, par conséquent le reste de la production doit être assuré par la centrale thermique de Malabo. Le manque de disponibilité de celle-ci contraint SEGESA à procéder à des coupures tournantes fréquentes. Pour pallier cette situation, en 1998, CMS-NOMECO a construit, pour le compte de l'Etat une centrale thermique à gaz d'une capacité de 10 MW, à partir du gaz extrait du champ d'Alba. Seulement 2,5 MW sont actuellement produits pour alimenter la ville de Malabo, qui souffre de la vétusté de son réseau et de nombreux branchements pirates.

La zone continentale : sur l'ensemble du territoire, seuls onze petits centres disposent d'électricité. Ce service est assuré grâce aux infrastructures établies à Bata :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



- La centrale hydroélectrique de Bicombo, réalisée par les Chinois en 1980 et dont l'état est satisfaisant.
- La centrale thermique de Bata.

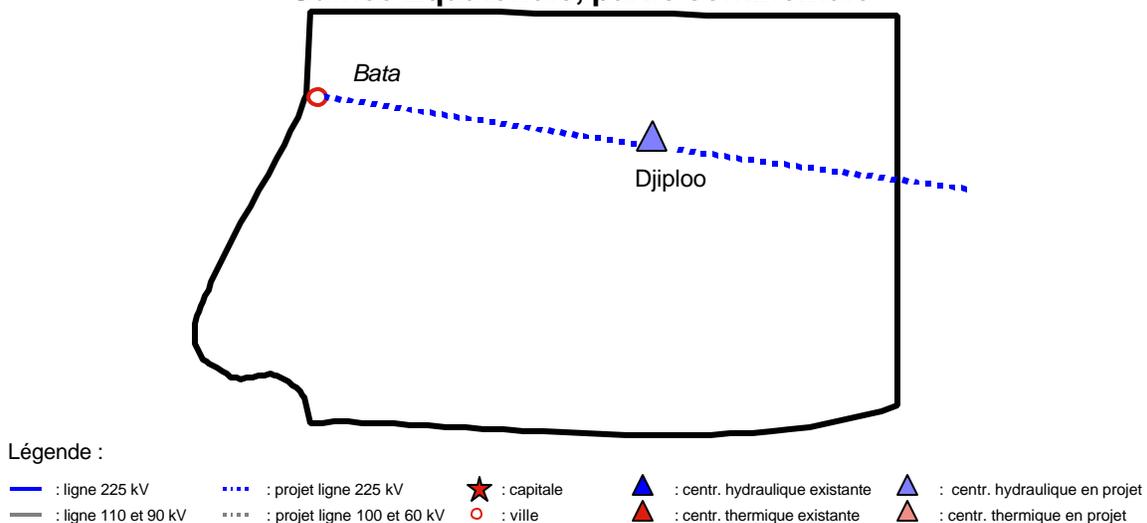
Ces deux uniques installations électriques ne parviennent pas à répondre à la demande, émise notamment par les entreprises d'exploitation de bois situées dans la zone industrielle du port.

Selon la Direction général des statistiques, la production est en croissance constante passant de 51 MWh en 2001 à 69 MWh en 2003 (+35%). Au cours des six premiers mois 2004, elle a atteint 39,9 MWh, + 29% par rapport à la même période 2003. La même source déclare que la consommation progresse plus rapidement que la production : de 25 MWh en 2001, elle passe à 36,8 MWh en 2003 (+47%). Elle a atteint 22 MWh au premier semestre 2004, marquant ainsi un ralentissement de son rythme de croissance (+20%).

Le nombre d'abonnés augmente de 36% entre 2001 et 2003 pour atteindre 9842 branchements. Ce chiffre ne traduit pas le nombre de compteurs électriques installés qui ne dépasse pas 15% du total. En effet, l'écrasante majorité des clients de Segesa sont reliés au réseau sans compteur, en payant simplement au forfait. Ce système a été introduit par le gouvernement en guise de mesure sociale en faveur des couches de population les plus modestes. Segesa s'en trouve fortement pénalisée, car ses clients, après avoir déclaré un minimum d'appareils domestiques donnant droit au paiement forfaitaire, rajoutent fréquemment nombre d'autres équipements sans les déclarer. Le système de forfait ajouté aux impayés (30%) et aux pertes dues aux branchements illicites explique les difficultés de trésorerie de Segesa. La société n'est pas en mesure de moderniser le réseau vieux de plus de 25 ans de Malabo.

3.7.3 Présentation des infrastructures électriques

Figure 3.7.1 – Carte des infrastructures de production transport de la Guinée Equatoriale, partie continentale



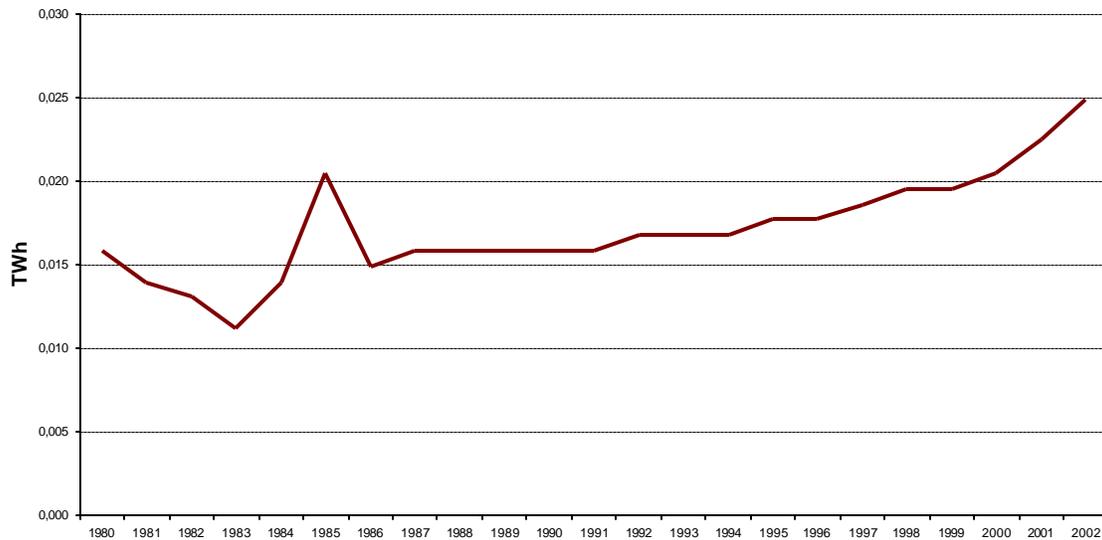
3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



A. *DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE*

La consommation d'électricité de la Guinée Equatoriale est estimée à 25 GWh en 2002, comme indiqué dans la Figure 3.7.2 suivante :

Figure 3.7.2 – Consommation d'électricité de la Guinée Equatoriale (1980-2002)



Source : EIA

L'essentiel de la consommation d'électricité se situe dans l'île de Bioko. La consommation d'électricité a augmenté de 2,1 % par an sur la période 1980-2002.

B. *CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES*

L'alimentation de la principale ville du continent, Bata, est assurée par des groupes diesels. Le réseau de transport est inexistant sur le continent.

C. *PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE*

i. *Demande future*

La capacité générée sur Bioko dépasse théoriquement la demande, mais le mauvais état du réseau de Malabo et de nombreux branchements illicites posent de graves problèmes.

ii. *Projets de production envisagés*

D'après les informations recueillies auprès du Ministère de l'Énergie, l'électricité sur l'île Bioko où se trouve la capitale Malabo provient de trois centrales :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



- La centrale thermique de Punta Europa (Malabo) dont l'extension a été terminée en 2004 et qui dispose de quatre turbines à gaz d'une puissance totale de 30 MW et d'une turbine mobile de 3,5 MW. Elle a par ailleurs terminé des essais sur 4 turbines de 7,2 MW chacune.
- Une centrale hydraulique Bioko Sud réalisée par EDF en 1989 et équipée de 2 turbines de 1,5 MW (dont une hors service) est implantée à Riaba.
- La centrale hydraulique de Musola près de Luba d'une puissance de 470 kW, en cours de réhabilitation, devrait entrer en service au cours du premier trimestre 2005.

Sur le continent, la centrale de Djiploho est le projet hydraulique envisagé (13 MW).

D. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

La Guinée Equatoriale continentale pourrait facilement s'interconnecter avec le Cameroun ou le Gabon, dès que l'interconnexion entre les deux pays se réalisera. La Guinée Equatoriale continentale pourrait devenir un pays de transit ou importer de l'électricité d'un de ces deux pays.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.8 REPUBLIQUE CENTRAFRICAINE

3.8.1 Contexte macro-économique et financier

La République Centrafricaine couvre une superficie de 623 000 Km² pour une population de 3,8 millions d'habitants (recensement de l'année 1988) et dont Bangui est la capitale avec 800 000 habitants.

3.8.2 Contexte institutionnel

L'Etat Centrafricain a créé en 1967 la Société d'Energie Centrafricaine "ENERCA" qui produit, transporte et distribue l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire. Elle est sous la tutelle du Ministère de l'Energie des Mines, et de l'Hydraulique.

3.8.3 Présentation des infrastructures électriques

L'ENERCA dispose sur le plan électrique :

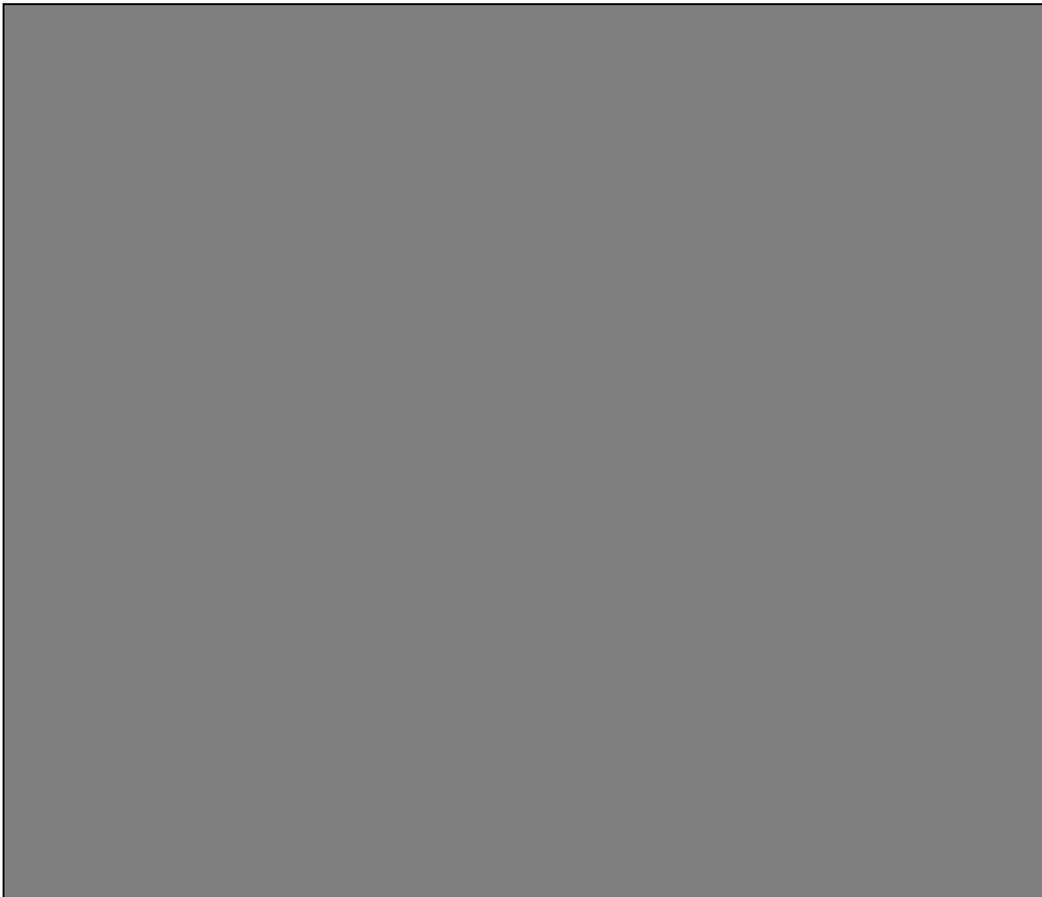
- Des centres de production hydraulique système interconnecté Boali 1- Bangui,
- Des centres de production thermique diesel,
- Des lignes de transport Haute Tension (H.T.) et Moyenne Tension (M.T.),
- Des postes sources et sous-stations,
- Des réseaux de distribution Basse Tension (B.T.),
- Quinze (15) centres thermiques dans les villes de province,
- Un centre de province alimenté par l'énergie hydroélectrique : Mobaye

La carte ci-après présente les principales infrastructures électriques ainsi que les principaux projets de production envisagés.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Figure 3.8.1 – Carte des infrastructures de production et des projets en République Centrafricaine



Source : Enerca

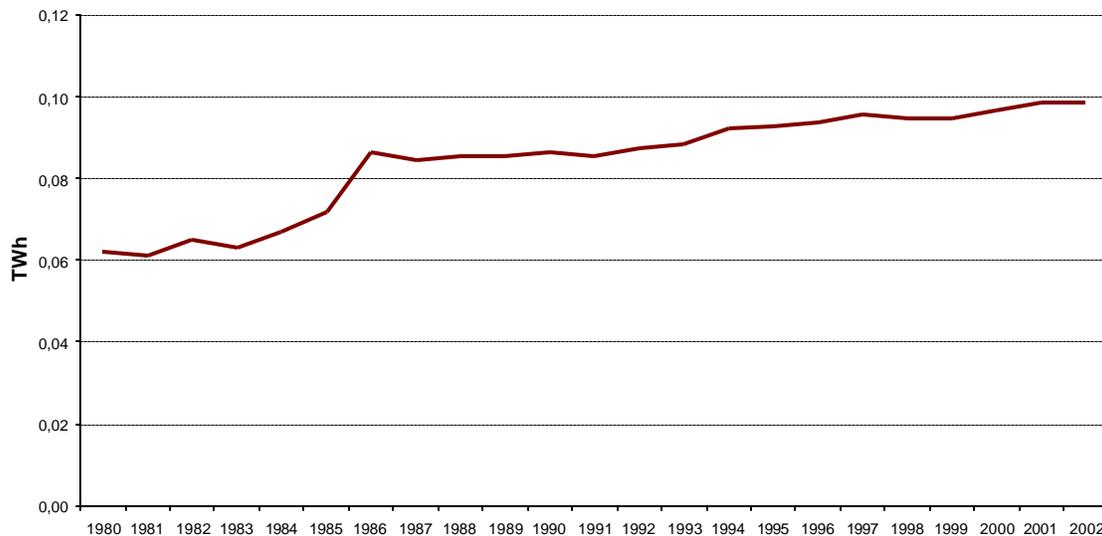
A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

La consommation d'électricité a augmenté de 2,1% en moyenne par an sur la période 1980-2002, comme indiqué dans le graphique ci-après :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Figure 3.8.2 - Consommation d'électricité de la République Centrafricaine (1980 – 2002)



Source : EIA

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES

Sources de production :

Pour l'alimentation de la ville de Bangui et ses environs, l'ENERCA dispose de trois centrales de production :

- 1. Les centrales hydroélectriques de Boali 1 et Boali 2 :** distantes de 80 Km de Bangui et mise en service respectivement en 1955 et 1976, elles fournissent une puissance maximale de 18 MW. L'énergie produite est évacuée sur Bangui par deux lignes Haute Tension exploitées en 63 kV.
- 2. Le barrage sur la M'wali (Boali 3) :** mis en eau en 1991 sert pour le moment à réguler le débit de la M'wali pendant les périodes d'été. Il est constitué de deux emplacements devant recevoir deux turbines de 5 MW chacune.
- 3. La centrale thermique de Bangui :** Equipée de six (06) groupes diesel, d'une puissance totale de 18 MW, dont un seul groupe fonctionne en ce moment et permet la reprise des départs prioritaires en cas de déclenchement général.
- 4. Les centres thermiques de province :** les 15 centres de province sont alimentés par des groupes diesel allant de 50 à 625 Kva, à l'exception de la ville de Mobaye où l'énergie électrique est produite à partir de centrale hydroélectrique sur l'Oubangui, réalisé en 1990 par la République Démocratique du Congo. Les centre de province ne fonctionnent que de 18 heures à 22 heures.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Le transport d'énergie électrique :

Il est caractérisée par deux lignes reliant la production de Boali à celle de Bangui en passant par le poste d'interconnexion (système Boali-Bangui).

- La ligne n° 1 de 81 Km reliant l'usine Boali 1 au poste d'interconnexion "poste B" de Bangui, exploitée en 63 Kv
- La ligne n° 2 de 83 Km, dimensionnée en 110 Kv est pour le moment exploitée en 63 Kv. Elle est en bretelle avec la ligne n° 1 et est interconnectée au poste B de Bangui.
- Le poste A au centre ville de Bangui est le point d'interconnexion hydraulique et thermique distant de 7 Km du poste B.

C. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT

L'équilibre offre-demande est insuffisant, du fait de l'indisponibilité de plusieurs groupes thermiques dans la région de Bangui, ce qui contraint ENERCA à procéder à des délestages.

D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

i. Demande future

La demande actuelle de Bangui et ses environs (hors mis la ville de Zongo en R.D.C.) étant de 147 GWh l'an avec un taux de croissance égal à 5 %, à l'horizon 2006 la demande atteindra 170 GWh.

A l'horizon 2011 les besoins atteindront 216 GWh l'an, d'où un déficit prévisionnel de 20 GWh à compenser.

ii. Projets de production envisagés

Plusieurs catégories de projets sont présentées :

Trois projets à caractère multinational liés au système de production de transport et distribution d'électricité dans l'agglomération de Bangui, dans les villes frontalières de la République Démocratique du Congo, de la République du Congo Brazzaville et du Cameroun. Il s'agit des projets de :

- Le projet de l'usine hydroélectrique de Boali 3 : le barrage sur la M'bali "Boali 3" conçu pour recevoir deux turbines a une capacité de retenue d'eau de 250 millions m³ et peut lâcher 25 m³ /s pendant 8 mois sans vider la retenue. L'installation de deux groupes hydrauliques au pied du barrage, équipés à 25 m³/s chacune pour une puissance installée de 5 MW par groupe emmènera à

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



une gestion plus rationnelle du réservoir. La production ainsi réalisée, additionnée à celle de Boali 1 et Boali 2, sera de 160 GWh par an.

- Le projet de doublement de l'usine Boali 2 : ce projet consiste à doubler la puissance par l'installation de deux autres turbines de 5 MW chacune avec un débit de 9 m³/s par groupe.
- Le projet d'aménagement hydroélectrique de la rivière Lobaye : le projet d'aménagement hydroélectrique de Lobaye (avec trois sites aménageables en cascade) fait partie des sites inventoriés dans le cadre des potentialités énergétiques de la région de Bangui, des exploitations forestières de la R.C.A. et du Congo (Brazzaville). La réalisation de ce projet à l'horizon 2010 sera la solution à la demande d'énergie électrique de Bangui, les préfectures environnantes de la R.C.A. et aussi pour les villes des pays voisins (la République Démocratique du Congo et la République du Congo). La puissance à installer est de 24 MW avec une production de 20 GWh an par site.

Trois sites ayant un caractère multinational sont retenus pour la recherche de financement des études de pré faisabilité ou de faisabilité. Il s'agit de :

- Site de Dimoli à 30 Km de la frontière R.C.A. – Cameroun,
- Site de Lancreno à 20 Km de la frontière R.C.A. – Tchad et Cameroun.
- Transport d'énergie électrique pour l'alimentation des villes frontalières de la R.C.A. à partir de l'aménagement hydroélectrique de Mobaye

Trois (3) projets à caractère national mais concernant l'alimentation des grandes villes de province en électricité :

- Le projet d'approvisionnement en électricité par mini-centrale hydraulique de la ville de Bambari,
- Le projet d'approvisionnement en électricité par mini-centrale hydraulique de la ville de Berbérati et Carnot,
- Le projet d'aménagement de la micro centrale hydroélectrique de Boda.

iii. Bilan offre-demande futur

Les projets envisagés permettent de couvrir l'accroissement de la demande future, voire éventuellement à la RCA d'exporter de l'électricité à destination de l'est du Cameroun ou du nord de la RDC.

E. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

La RCA pourrait jouer un rôle de transitaire d'énergie dans le cadre du développement de l'autoroute électrique reliant le site d'Inga au MEDELEC, selon le parcours choisi pour construire la ligne à courant continu.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3.9 REPUBLIQUE DEMOCRATIQUE DU CONGO

3.9.1 Contexte macro-économique et financier

La République Démocratique du Congo est située en Afrique centrale, à cheval sur l'équateur et a une superficie de 2.345.000 km². Ce pays qui partage 9.165 km de frontières avec ses voisins n'a que 40 km de côte sur l'océan atlantique.

Le territoire de la RDC est divisé en trois zones principales, à savoir :

- *la cuvette centrale* qui couvre un tiers de la superficie est essentiellement composée de la forêt équatoriale et des marécages ;
- *les plateaux* qui entourent la cuvette occupent le reste du territoire et sont couverts des savanes et des forêts ;
- *l'impressionnante chaîne de montagnes* à l'Est dont l'altitude varie entre 2000 et 6000 mètres.

La température moyenne du pays est de 28°C, mais elle varie fortement d'une zone à une autre et les pluies sont abondantes (150 à 200 cm/an dans la cuvette) à l'exception de la partie Sud – Est qui parfois souffre de sécheresse.

En ce qui concerne l'hydrographie, le fleuve Congo long de 4700 km a un bassin versant de 3.800.000 km² qui s'étend sur les deux hémisphères et possède de multiples affluents.

La population du pays dont le taux d'accroissement est d'environ 3 %, est estimé à 51 millions d'habitants parmi lesquels environ 9 millions sont aujourd'hui localisés dans Kinshasa, la capitale. Les deux autres grandes villes du pays sont Lubumbashi, dans la province du Katanga, et Kisangani dans la province Orientale.

3.9.2 Contexte institutionnel

La Société Nationale d'Electricité «SNEL » est une société d'Etat créée le 16 mai 1970. Elle est chargée de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité en R.D.C. La création de SNEL est liée à la construction des centrales hydroélectriques d'Inga dont il devait initialement assurer la gestion et l'exploitation. Ce rôle a été étendu en 1974 lorsque fut décidé la reprise par SNEL des activités de 6 sociétés d'électricité concessionnaires après dissolution de ces dernières. En 1979, SNEL se verra confié la gestion et l'exploitation de la trentaine des centrales thermiques disséminées à travers le pays et appartenant jusqu'alors à REGIDESO.

Alors que vers les années 1980 – 1990, SNEL était bénéficiaire de divers financements avec l'aide des organismes financiers mondiaux (BM, FMI, BAD, FAD, BEI,...), dans le cadre de la coopération structurelle bilatérale et multilatérale, en fin de l'année 1990 l'environnement financier international s'est brutalement détérioré et devenu subitement

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

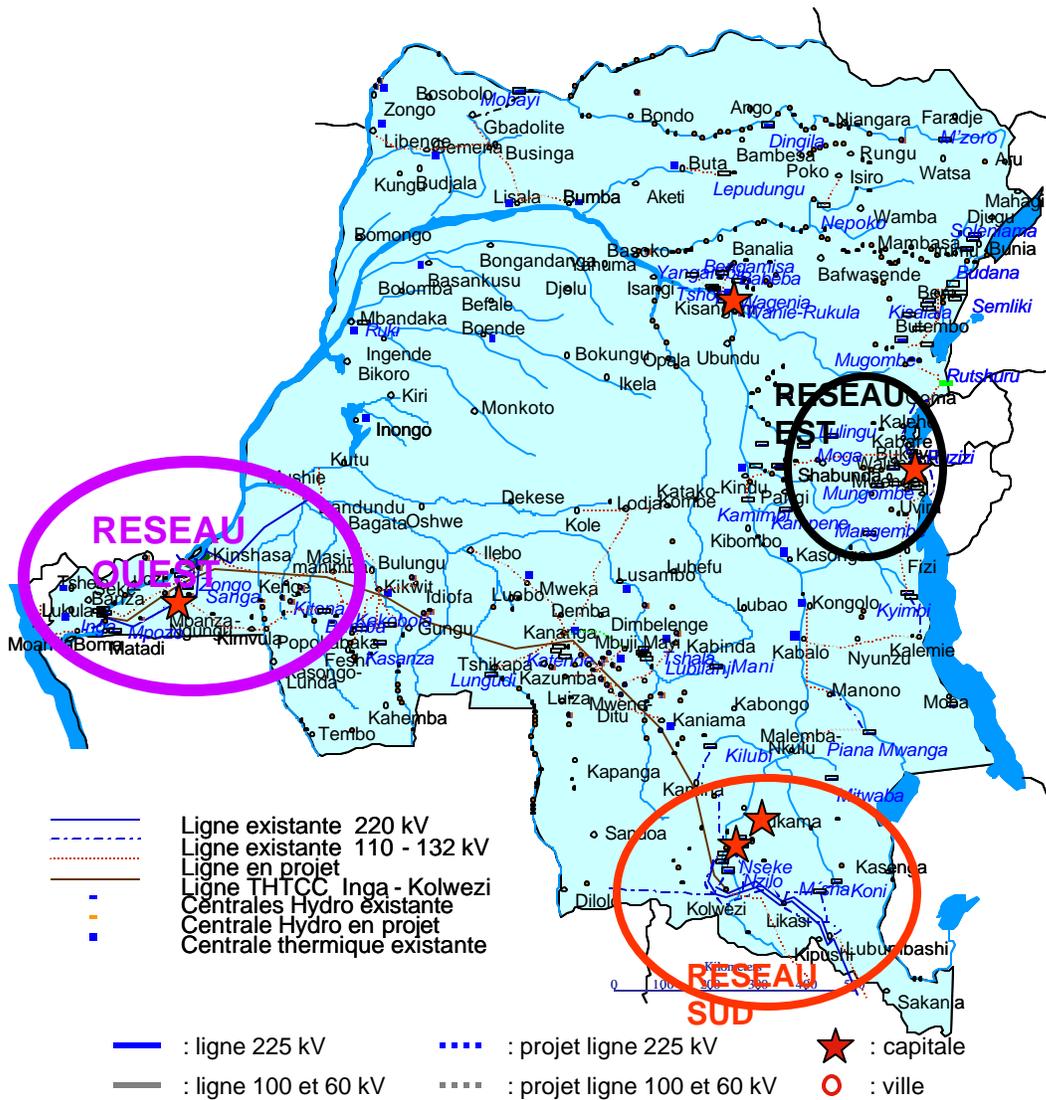


hostile vis-à-vis de la RDC. Cette situation a eu comme conséquence pour la SNEL, la suspension et/ou l'arrêt systématique de multiples projets relatifs à la réhabilitation, l'assainissement et même l'extension des infrastructures mis au point principalement aux fins d'améliorer la qualité de service rendu à la clientèle avec des installations jugées déjà, à l'époque, vétustes et déficientes.

3.9.3 Présentation des infrastructures électriques

La carte ci-après représente les infrastructures électriques de production et de transport pour l'ensemble du pays :

Figure 3.9.1 – Carte des infrastructures électriques de la République Démocratique du Congo



Source : SNEL

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

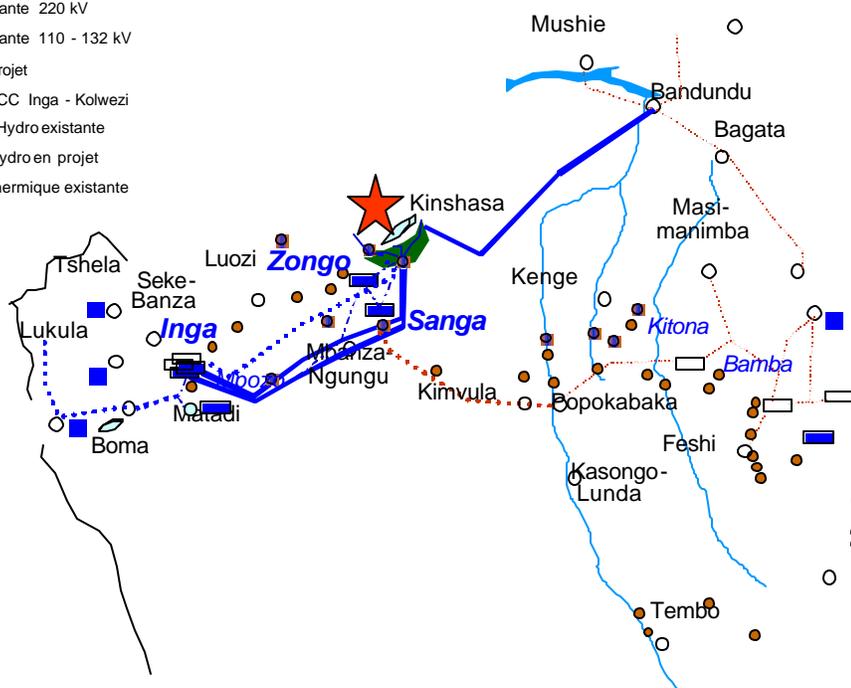


Les cartes suivantes détaillent à une échelle plus réduite les infrastructures dans les régions Ouest, Sud et Est :

Figure 3.9.2 – Carte des infrastructures électriques du réseau Ouest de la République Démocratique du Congo

Légende

- Ligne existante 220 kV
- - - - - Ligne existante 110 - 132 kV
- Ligne en projet
- Ligne THTCC Inga - Kolwezi
- Centrales Hydro existante
- Centrale Hydro en projet
- Centrale thermique existante
- ★ capitale
- ville



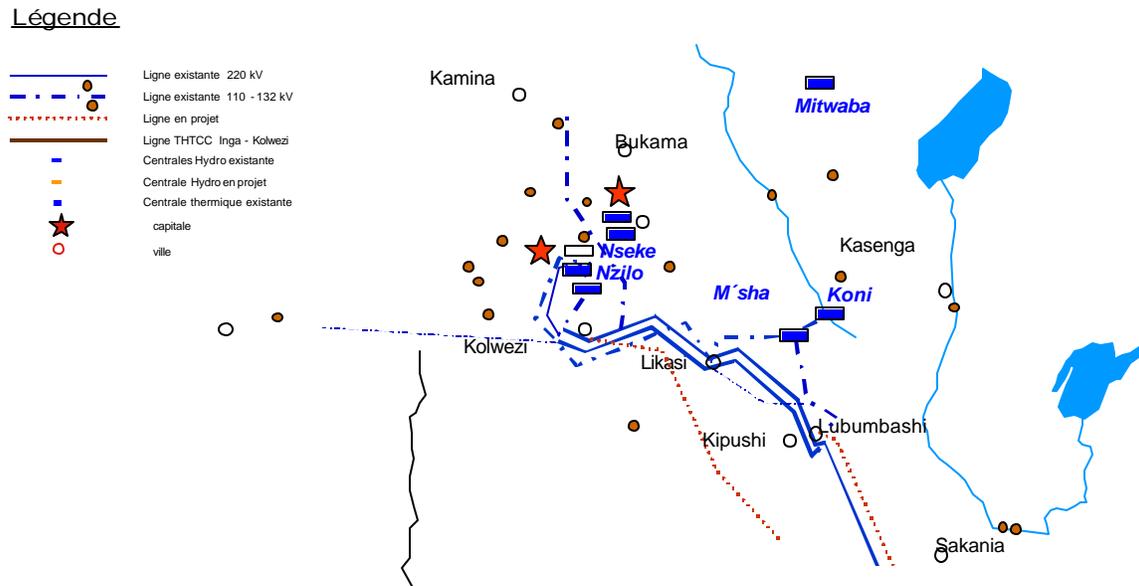
Source : SNEL

Le réseau Ouest couvre la Province du Bas-Congo, la Ville urbaine de Kinshasa et la ville de Bandundu.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



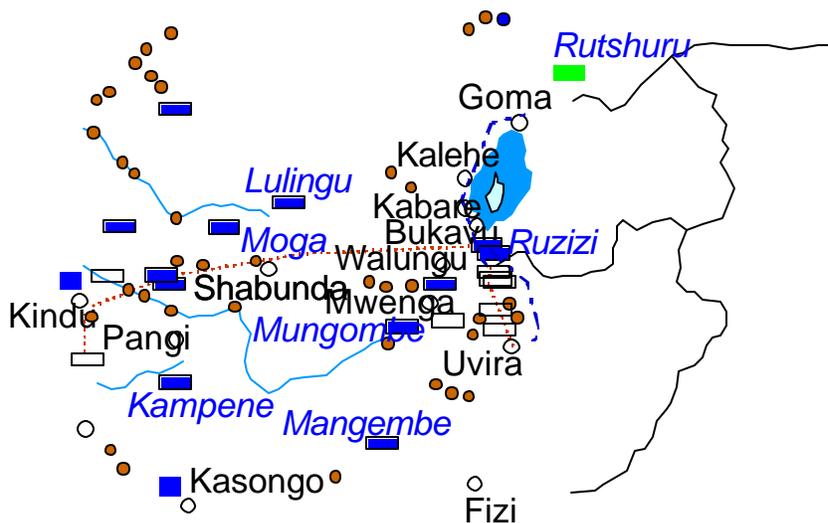
Figure 3.9.3 – Carte des infrastructures électriques du réseau Sud de la République Démocratique du Congo



Source : SNEL

Le réseau Sud s'étend sur toute la partie Sud de la province du Katanga.

Figure 3.9.4 – Carte des infrastructures électriques du réseau Est de la République Démocratique du Congo



Source : SNEL

Le réseau Est couvre les provinces du Nord-Kivu et du Sud-Kivu.

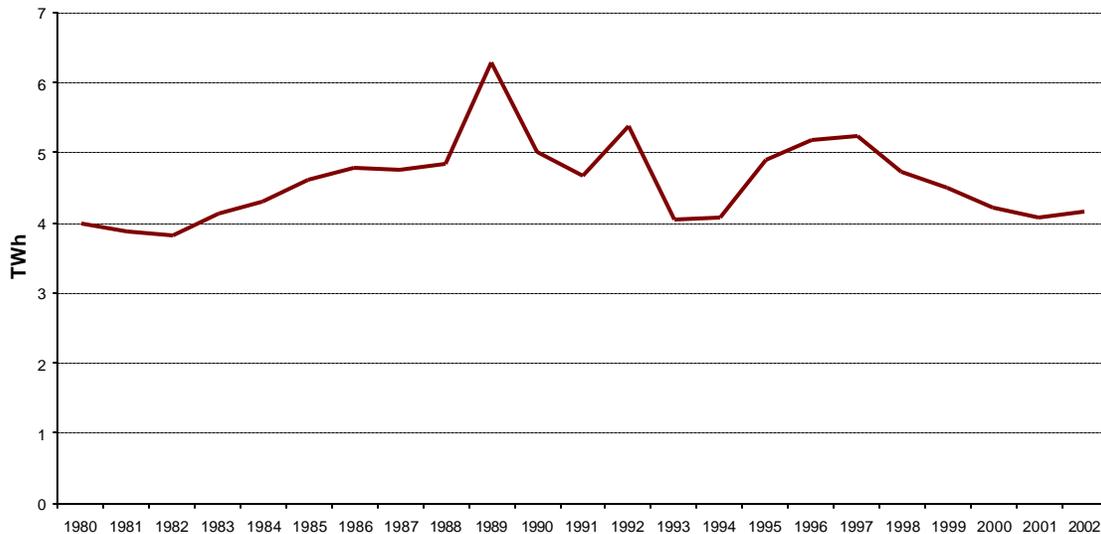
3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



A. *DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE*

La demande électrique a augmenté de 0,2 % en moyenne par an, comme indiqué dans le graphique ci-après :

Figure 3.8.2 - Consommation d'électricité de la République Démocratique du Congo (1980 – 2002)



Source : EIA

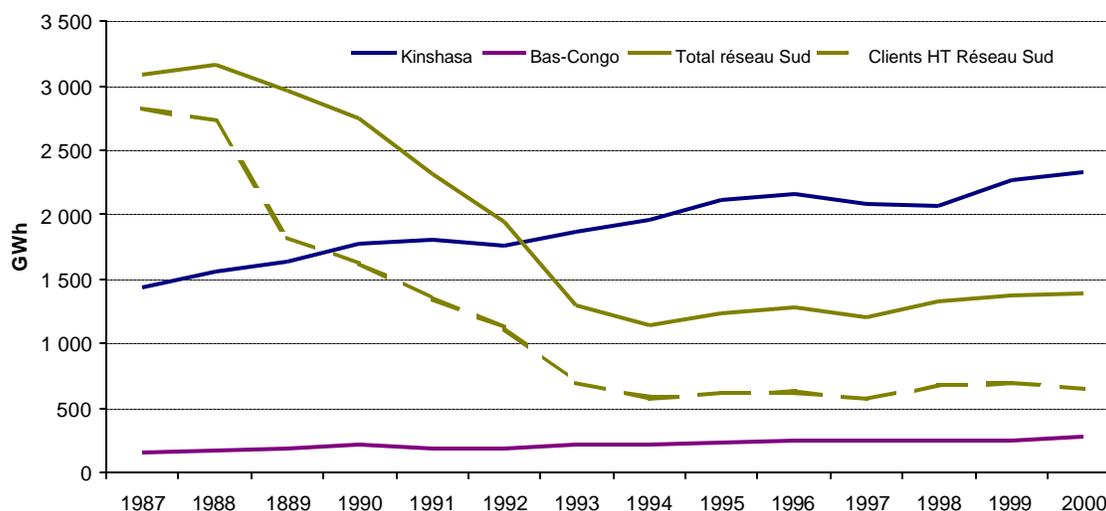
La demande électrique a atteint son sommet en 1989, avant le début de la guerre civile. Les guerres civiles successives ont eu un impact important sur le niveau de consommation total d'électricité. Aujourd'hui, la consommation reste inférieure d'environ un tiers à celle enregistrée en 1989.

Le graphique suivant, qui détaille les consommations d'électricité selon différentes catégories de clients, explique plus précisément l'évolution des consommations entre 1989 et 2000.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Figure 3.8.3 – Consommations d’électricité dans les réseaux Ouest et Sud par catégorie (1987–2000)



Source : SNEL

Commentaire : De façon générale, on observe que la consommation totale d’électricité en République Démocratique du Congo a suivi les tendances macroéconomiques, et en particulier celles de l’industrie minière et métallurgique dont les productions sont en chute libre depuis 1990, années noires de la crise économique en RDC. Depuis une décennie, le ralentissement de l’activité économique a freiné durablement la consommation d’électricité.

Le Katanga qui représentait 65,33 % en 1987 et 66,93 % en 1988 de la consommation totale intérieure avec respectivement 3 090 GWh et 3 166 GWh ne consomme plus que 1385 GWh en 2000 soit 29,28 % du total. Cette consommation ne représente que 29,91 % des prévisions du Plan directeur (4630 GWh). La HT du Katanga est passée de 2821 GWh (en 1987) soit 59,63 % de la consommation totale intérieure à 653 GWh en 2000 soit 13,81 % du total.

Dans le réseau Ouest, qui comprend la distribution de la ville de Kinshasa et de la province du Bas-Congo, les consommations croissent de manière soutenue dans la ville de Kinshasa. L’activité économique n’étant pas plus vigoureuse qu’ailleurs (chute des ventes MT de 1990 à 2000), cette hausse s’explique par l’augmentation de la demande en BT à Kinshasa .

La chronique des pointes de consommation pour les années 2000 à 2003 est indiquée dans les tables suivantes. Les pointes se situent toutes en soirée, à l’exception d’une valeur pour le réseau Sud :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Table 3.9.1 – Pointes de demande des réseaux Ouest et Sud de la République Démocratique du Congo (2000-2003)

RESEAU OUEST

Année	Pointe (MW)	Heure (TU)	Date
2 000	689	17h45	jeudi 10/02/2000
2 001	665	18h00	mercredi 14/03/2001
2 002	673	17h15	jeudi 05/09/2002
2 003	656	17h30	lundi 29/09/2003

RESEAU SUD

Année	Pointe (MW)	Heure	Date
2 000	324	19h00	vendredi 08/09/2000
2 001	341	15h30	jeudi 22/03/2001
2 002	335	10H30	vendredi 19/04/2002
2 003	351	05H30	lundi 08/09/2003

Source : SNEL

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES

Essentiellement hydrauliques, les capacités de production sont disséminées sur l'ensemble du territoire, mais leur niveau de concentration est plus élevé autour des réseaux Ouest, Sud et Est détaillés plus haut.

Les tableaux suivants détaillent les centrales électriques opérées par la SNEL :

Table 3.9.2 – Centrales électriques de la SNEL raccordées au réseau de transport et centrales hydrauliques isolées

RESEAUX INTERCONNECTES		
Réseaux	Centrales Hydrauliques	Régions Desservies
EST	RUZIZI 1	Nord-Kivu Sud-Kivu

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



OUEST	Inga I Inga II Zongo Sanga Mpozo	Bas-Congo Kinshasa Ville de Bandundu
SUD	Nseke Nzilo Mwadingusha Koni	Shaba.
CENTRALES HYDRAULIQUES ISOLEES		
Centrales	Villes Desservies	Régions
Tshopo	Kisangani	Province orientale
Lungudi	Tshikapa	Kasai-Occidental
Mobayi	Gbadolité	Equateur
Kyimbi	Kalemie	Shaba

Source : SNEL

La table 3.9.3 détaille les caractéristiques des centrales de la SNEL :

Table 3.9.3- Caractéristiques des Centrales de SNEL

	Année de Mise en Service	Nombre de Groupes	Puissance Installée (MW)	
			Puiss. Unitaire	Puiss. Totale
I. Centrales Hydroélectr.				
1.1. Réseau Ouest				

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



	Année de Mise en Service	Nombre de Groupes	Puissance Installée (MW)	
			Puiss. Unitaire	Puiss. Totale
Inga I	1972	6	58,00	348,00
Inga II	1981 – 82	8	178,00	1.424,00
Zongo	1955	2	18,00	
	1965	3	13,00	75,00
Sanga	1932 – 49	6	1,92	11,52
Mpozo	1934	2	1,10	2,20
1.2. Réseau Sud				
Nseke	1956 – 57	4	62,00	248,00
Nzilo	1953 – 54	4	27,00	108,00
Mwadingusha	1929	3	9,00	27,00
	1954	3	12,00	36,00
Koni	1950	3	14,00	42,00
1.3. Réseau Est				
Ruzizi I	1958	2	6,30	
	1972	2	7,80	28,20
1.4. Réseaux Isolés				
Tshopo	1959	2	6,15	

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



	Année de Mise en Service	Nombre de Groupes	Puissance Installée (MW)	
			Puiss. Unitaire	Puiss. Totale
	1974	1	6,50	18,80
Lungudi	1949	2	0,78	1,56
Mobayi	1987	3	3,80	11,40
Kyimbi	1954	2	8,60	17,20
Sous-Total I				2 398,88
II. Centrales Thermiques				35,00
S/TOTAL II				
TOTAL				2.433,88

Source : SNEL

La table suivante présente les données-clés de production, transport, échanges internationaux et consommation pour la RDC :

Table 3.9.4- Chiffres caractéristiques de la SNEL (1995 – 2000)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Réseaux interconnectés						
Puissance installée (MW)	2357	2360,07	2360,07	2360,07	2360,07	2360,07
Mouvement énergie (MWh)						

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Production brute	5.841.157	5.763.745	4.719.913	4.457.787	5.086.880	5.805.517
Production nette	5.823.237	5.745.112	4.702.592	4.440.736	5.074.031	5.789.251
Importation	42.733	48.058	43.857	54.766	17.626	5.600
Energie transportée	5.769.522	5.705.357	4.674.169	4.454.793	5.083.657	5.789.335
Energie livrée aux réseaux	5.520.167	5.270.821	4.334.780	4.099.627	4.676.177	5.305.000
Consommation intérieure	3.701.169	3.794.169	3.630.042	3.702.625	3.922.708	4.025.978
Exportation nette	1.476.678	1.476.678	704.738	397.002	753.469	1.279.022
Exportation brute	1.485.513	1.485.990	717.680	404.252	753.814	1.281.206

Source : SNEL

Le réseau de transport est assez développé dans les trois sous-systèmes Ouest, Sud et Est, comme indiqué dans la table suivante :

Table 3.9.5 – Longueur des réseaux de transport par niveau de tension (1995-2000)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Longueur des lignes (km)						
* Réseaux HT						
500 kV	1.774	1.774	1.774	1.774	1.774	1.774
220 kV	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385	1.385,5
132 kV	185	185	185	185	185	185
110 – 120 kV	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204	1.204
66 – 70 kV	505	505	505	505	505	505
50 – 55 kV	144	129	129	129	129	129

Source : SNEL

La RDC, membre à la fois du PEAC et du SAPP possède des interconnexions le reliant avec le Congo Brazzaville et avec la Zambie via deux lignes 225 kV en courant alternatif.

C. EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT

L'offre est excédentaire à la demande, à l'exception de la ville de Kinshasa : en effet, la ligne de transport qui relie Inga à Kinshasa est saturée et sont renforcement est rendu

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



nécessaire pour alimenter la capitale dans des conditions de sûreté et de fiabilité acceptables.

D. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ELECTRIQUE

i. Demande future

Les services de R&D de la SNEL dans leur document de schéma directeur¹⁶ ont effectué une prévision de la demande entre 2005 et 2015. Cette prévision de la demande est basée pour la consommation de la clientèle BT sur les données démographiques et sur les hypothèses de consommation des ménages.

Les hypothèses qui sous-tendent la consommation du secteur industriel reposent sur des hypothèses macro-économiques. La demande industrielle future est très sensible aux hypothèses macro-économiques retenues dans chaque scénario (reprise économique ou pas).

ii. Extension de l'infrastructure de transport

SNEL a finalisé en avril 1988 l'étude du « plan directeur du développement du sous-secteur de l'électricité à l'horizon 2005 » menée avec le bureau d'étude belge TRACTEBEL sur financement de la Banque Mondiale. Il convient de signaler que ce plan était bâti pour l'essentiel sur la mise en œuvre des projets intégrés prévoyant l'alimentation de plusieurs centres, à la fois, par des lignes de transport à Haute Tension (HT) au départ des centrales hydroélectriques existantes dont il fallait se préoccuper de la rentabilisation. Les objectifs poursuivis par ce plan directeur étaient les suivants :

- (i) améliorer la qualité de service par l'assainissement des installations de production et des réseaux associés ;
- (ii) rentabiliser les investissements de production hydroélectrique sous-utilisés par rapport à leur capacité nominale, notamment par la reconversion à l'électricité des chaudières et fours des industries, l'extension des réseaux de transport et de distribution et la promotion des exportations vers les pays limitrophes ;
- (iii) consolider et réduire le déficit financier du secteur thermique par la réhabilitation de l'existant et la mise en place de modes de génération de substitution à partir d'énergies renouvelables ;
- (iv) électrifier de nouvelles zones de consommation à partir des sources d'énergie de moindre coût.

S'agissant de l'extension des réseaux de transport qui constituait le levier du plan directeur, les différents projets y relatifs étaient regroupés suivant les quatre grands axes ci-après :

¹⁶ Plan directeur Volume synthèse Tome I

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

Axe 1 - Au départ des centrales d'Inga , les projets ci-après constituaient l'ossature de cet axe :

- la seconde ligne HT Inga - Kinshasa ;
- la ligne HT Maluku – Bandundu – Mbandaka ;
- la ligne HT Maluku – Kenge – Kikwit .

Axe 2 - Au départ des centrales du Katanga, le seul projet que contenait cet axe était l'alimentation du Nord Katanga et des provinces des deux Kasai dont les deux composantes sont :

- la ligne 220 kV Kolwezi – Kamina - Mwene Ditu - Mbuji Mayi – Kananga ;
- la ligne 132 kV Mwene Ditu – Gandajika – Kabinda.

Axe 3 - Au départ des centrales de Ruzizi, les deux projets retenus pour cet axe étaient les suivants :

- l'alimentation du Nord-Kivu par la ligne 110 kV Goma – Butembo - Beni;
- l'alimentation du Maniema par la ligne 110 kV Bukavu – Kalima – Kindu.

Axe 4 - Au départ de la centrale de Mobayi, le seul projet retenu était celui relatif à l'alimentation du Nord-Equateur au moyen des lignes suivantes :

- ligne 132 kV Mobayi – Gbadolite – Businga – Gemena – Libenge ;
- ligne 132 kV Businga – Lisala – Bumba.

En avril 1988, le Gouvernement avait adopté ce plan directeur et, avec lui, une première tranche d'investissement dite « Programme public d'Investissements Prioritaires – PIP » couvrant la période triennale 1988-1990 qui avait la caractéristique d'être glissant et donc, de ce fait, mis à jour à la fin de chaque année pour les trois années à venir.

Près d'une décennie après, le PIP tel qu'il était conçu en 1988 n'avait pas atteint ses objectifs dans la mesure où aucun de tous ses projets n'a été réalisé en dehors du tronçon de ligne 220 kV Maluku – Bandundu ; une actualisation du plan directeur est donc nécessaire.

iii. Projets de production envisagés

Les principaux projets de production envisagés pour faire face à l'accroissement de la demande nationale et également pour augmenter les exportations d'électricité sont essentiellement hydroélectriques et en particulier l'aménagement du site d'**Inga** sur le fleuve Congo.

La littérature sur le projet d'aménagement du site d'Inga est abondante et nous nous contenterons d'en retenir l'essentiel : l'aménagement complet du site s'articule en trois catégories de projets :

1. La rénovation des centrales existantes Inga I et Inga II
2. La construction de la centrale d'Inga III

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



3. La construction de « Grand Inga »

Les principaux projets de production hydroélectrique, réhabilitation ou construction neuve) de la RDC sont les suivants :

- Réseau Ouest :
 - Inga 1 (351 MW)
 - Inga 2 (1 424 MW)
 - Zongo (75 MW)
 - Sanga (extension de 12 à 36 MW)
- Réseau Sud :
 - Nseke (248 MW)
 - Nzilo (108 MW)
 - Mwadingusha (63 MW)
 - Koni (42 MW)
- Réseau Est :
 - Ruzizi I (28 MW)
- Projets :
 - Inga 3 (3 500 MW) – Réseau Ouest
 - Grand Inga (40 000 MW) – Réseau Ouest
 - Busanga (200 MW) – Réseau Sud

E. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

Eu égard à la capacité hydroélectrique du pays et en particulier au développement du projet Grand Inga, la RDC a le potentiel d'exporter de l'électricité vers l'ensemble des pools électriques régionaux, à savoir le PEAC, le SAPP, le WAPP et l'EAPP. Un certain nombre de projets d'interconnexions internationales sont envisagées et sont à des degrés plus ou moins avancés de développement.

Les projets les plus fréquemment cités sont, classés selon leur niveau d'avancement :

- Le doublement de la capacité de la ligne d'exportation vers la Zambie (passage de 250 MW à 500 MW)
- Le projet dit « WestCor » (pour Western Corridor, Corridor Ouest), reliant Inga à l'Afrique du Sud via l'Angola et la Namibie
- Le projet d'interconnexion avec le WAPP, reliant Inga au Nigeria via la République du Congo, le Gabon et le Cameroun
- Le projet d'interconnexion avec le MEDELEC, reliant Inga à l'Egypte via, selon les parcours, République du Congo-Gabon-Cameroun-Tchad-Soudan ou via RCA-Tchad-Soudan.

3.10 RWANDA

3.10.1 Contexte macro-économique

Le Rwanda est un petit pays enclavé et montagneux de 28 300 km² coïncé entre le Burundi au sud, la Tanzanie à l'Est, l'Ouganda au Nord et la RDC à l'Ouest. Il a un relief qui s'élève progressivement de l'est où l'altitude moyenne est de 1 250 mètres vers le Nord et l'Ouest où se situent une chaîne de montagnes appelée "Crête Congo-Nil" culminant entre 2 200 et 3 000 mètres et une chaîne de volcans dont le plus haut culmine à 4 507 mètres.

Le Rwanda possède un réseau hydrographique dense avec deux grands bassins hydrologiques. A l'ouest d'une ligne de partage des eaux constituée par la «Crête Congo–Nil » se trouve le Bassin du Congo qui couvre 33% du territoire national et draine 10% des eaux du pays. A l'est se situe le Bassin du Nil qui couvre 67% du territoire et draine 90% des eaux.

La population était de 8,3 millions en 2002¹⁷ et devrait croître en moyenne de 1,9 %/an sur la période 2002 - 2015. La population est en grande partie rurale avec seulement 16,6% de la population en zone urbaine en 2002. Toutefois, les prévisions du Rapport Mondial sur le Développement Humain 2004 du PNUD font état d'une population urbaine constituant 40,5% de la population totale en 2015.

Comme pour le Burundi, la forte ruralité de la démographie se reflète aussi sur l'économie qui est essentiellement basée sur l'agriculture de subsistance. Il est un des pays les plus pauvres de la planète avec un PNB per capita de 220 US\$. L'agriculture constitue 44% du PNB et 68% des recettes d'exportation tandis que le secteur industriel et celui des services constituent respectivement 20 et 36 % du PNB¹⁸.

La croissance économique du Rwanda a été négative dans les années 90 à cause de la guerre civile et du génocide de 1994. L'année 1994 a enregistré une réduction du PNB de 50%. Le Rwanda n'a toujours pas retrouvé son PNB de 370\$ de 1990 et reste très endetté par les prêts consentis avant 1994 qui ont financé des investissements pour la plupart détruits.

Toutefois, les efforts de reconstruction semblent porter leur fruit depuis la stabilisation de la situation politique. Selon la Banque Mondiale¹⁹, les réformes entreprises et l'aide internationale ont permis d'enregistrer une croissance moyenne de 7%/an entre 1998 et 2002. Même si un ralentissement a été observé en 2003 avec +3% de croissance, l'économie rwandaise devrait enregistrer un taux de 4% en 2004 et 6% entre 2005 et 2007.

Les objectifs économiques du Gouvernement tel que déclinés dans son document de

¹⁷ Rapport mondial sur le développement Humain. PNUD.

¹⁸ Ministry of Infrastructures: *Draft Energy Policy for Rwanda*. October 2004.

¹⁹ World Bank "*Project Implementation Document Urgent Electricity Rehabilitation*". October 2004.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



prospective “Vision 2020” publié en novembre 2002 sont très ambitieux. Il s'agit d'assurer un taux de croissance annuel soutenu de 8% principalement basé sur les secteurs clés de l'agriculture, de l'industrie et des services. D'une part, l'amélioration des infrastructures de production agricole devrait permettre une croissance du secteur agricole entre 6 et 8%. D'autre part, la privatisation des sociétés publiques dans le secteur industriel et des services devrait permettre d'y accroître les investissements et y assurer une croissance d'environ 9% par an.

3.10.2 Potentiel énergétique national

Le Rwanda dispose d'un potentiel en énergie primaire important comparé à ses besoins. Il s'agit principalement de ressources en hydroélectricité, méthane-gaz, énergie géothermique et biomasse.

La balance énergétique est dominée par la **biomasse**. En effet, le bois de chauffe, le charbon de bois et les déchets agricoles constituent 95% de l'offre énergétique nationale²⁰ contre 6% pour les produits pétroliers et 0,9% pour l'électricité. Toutefois la forte déforestation liée à cette structure de la consommation énergétique menace les ressources hydrauliques par l'ensablement des lacs et la mise en danger des systèmes de captage d'eau.

Le **potentiel hydroélectrique** est estimé à environ 100 MW dont 30% sont actuellement exploités²¹. En outre, le recensement du potentiel en micro hydraulique fait état de 160 sites pouvant être équipés entre 20 et 600 kW.

Le lac Kivu, en raison de la stratification de ses eaux et de ses caractéristiques exceptionnelles, contient environ 55 milliards de m³ de **gaz méthane** dissous dans ses eaux profondes dont 40 milliards seraient exploitables. Le Rwanda a construit depuis 1963, une station pilote de captage et d'épuration qui alimente en gaz une brasserie à Gisenyi dans le nord-ouest du pays. Même si le caractère spécifique du gisement rend son exploitation complexe, le Rwanda a entrepris plusieurs études afin de passer à une exploitation à grande échelle de cette ressource. Une unité de promotion du gaz (UPEGAZ) a été créée en 1999 pour attirer les investisseurs privés. Le Rwanda espère développer jusqu'à 200 MW à partir des réserves de gaz du lac Kivu avec des compagnies privées intéressées²² à la construction de centrales thermiques de capacités variant entre 2,5 et 25 MW.

Le Rwanda disposerait de 155 millions de tonnes de réserves de **tourbe** dont 1/3 est exploitable. Des études de reconnaissance ont aussi montré que la région volcanique de Gisenyi, Kibuyi et Cyangugu disposerait de **ressources géothermiques** exploitables pouvant alimenter une capacité entre 170 et 340 MW. Des études plus précises devront cependant être menées pour prouver la faisabilité de cette option.

²⁰ Ministry of Infrastructures: *Draft Energy Policy for Rwanda*. October 2004.

²¹ Source: www.small-hydro.com

²² Des protocoles d'accord ont été signés avec deux compagnies (Cogelgas S.A. et Dane Associates Limited – DAL) pour produire de l'électricité à partir du gaz du Lac Kivu. Les contrats de concession de gaz et d'achat d'énergie sont en cours de négociation avec DAL.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



Le potentiel en **énergies renouvelables** n'est pas bien connu. Le ministère en charge de l'énergie prévoit une évaluation de ce potentiel. Toutefois, le niveau d'ensoleillement moyen est estimé à environ 5,5 kWh/m²/jour et des mesures de vitesse de vent à Kigali et Gisenyi montrent que la production d'énergie éolienne n'est possible que pour 1/3 du temps (vitesse > 4m/s).

3.10.3 Situation du secteur électrique

La réforme du **cadre institutionnel** du secteur électrique a été lancée depuis 1999 pour venir à bout des faiblesses opérationnelles et financières du secteur électrique. La loi N° 18/99 du 30/8/99 supprime le monopole de l'opérateur historique Electrogaz. Elle introduit aussi la concurrence dans le domaine de la production et la séparation du rôle de l'Etat et de l'exploitant.

C'est ainsi que le Ministère des Infrastructures est responsable de la définition de la politique énergétique et du contrôle de sa mise en œuvre. Electrogaz est le seul opérateur à ce jour pour la production, le transport, la distribution et la commercialisation d'eau, d'électricité et de gaz au Rwanda. Electrogaz est géré par Lahmeyer International depuis octobre 2003 dans le cadre d'un contrat de gestion de cinq ans avec le gouvernement rwandais qui reste responsable du financement du programme d'investissement. Cette période devrait permettre l'assainissement de la société et attirer les investisseurs privés dans le cadre d'une mise en concession à plus long terme.

La restructuration du secteur a aussi créé l'Agence multi-sectorielle de régulation des services publics (*Rwanda Utilities Regulatory Agency*) par la loi no 39/2001 du 13 septembre 2001. L'Agence est opérationnelle depuis 2003 et couvre les secteurs des télécommunications, de l'électricité, de l'eau, du gaz, du transport et de l'assainissement. Dans le domaine de l'électricité, l'agence devra, entre autres, réguler les tarifs et promouvoir la libéralisation par l'introduction de la compétition et la participation du secteur privé. A cet effet, l'agence est en train de travailler avec le ministère des infrastructures sur une nouvelle loi de l'électricité. Cette nouvelle loi devrait définir un cadre plus précis pour l'importation/exportation de l'électricité. En effet, à ce jour aucune législation ne règle cette question même s'il existe des accords bilatéraux avec l'Ouganda, le Burundi et la RDC.

Il faut enfin noter que le développement des infrastructures énergétiques en milieu rural se fait désormais à travers des comités de développement communautaires (CDC) qui vont prendre l'initiative des projets d'électrification et susciter des compagnies de distribution locales éligibles à une subvention partielle de leurs investissements par le gouvernement.

La demande d'énergie électrique est faiblement satisfaite avec seulement 6% des ménages ayant accès au réseau dont les 2/3 situés au niveau de la capitale Kigali. Selon une revue effectuée par la Banque Mondiale en 2004, Electrogaz comptait 67 000 abonnés²³.

²³ "Project Implementation Document. Urgent Electricity Rehabilitation". The World Bank October 2004.

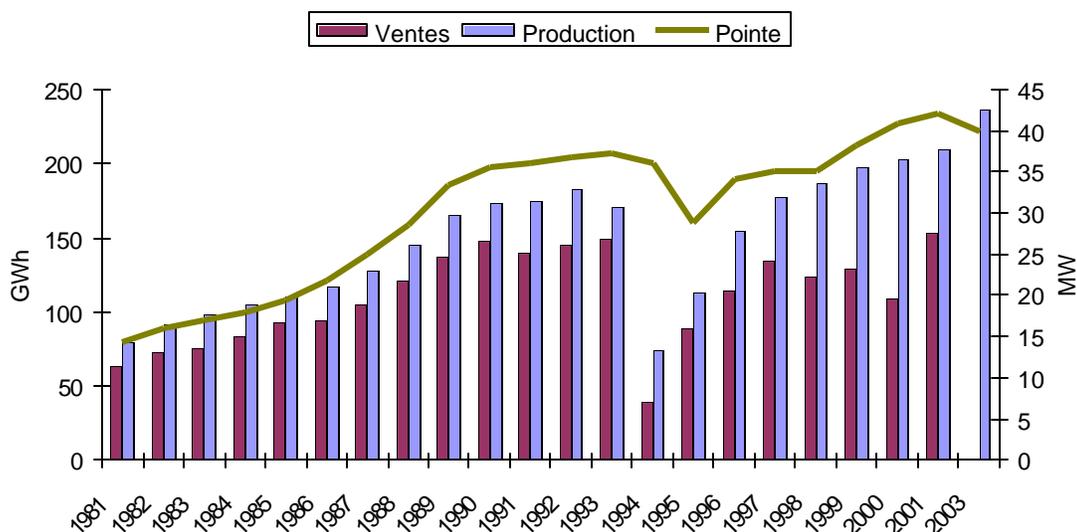
3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



L'analyse de la demande montre qu'elle a connu une stagnation au début des années 90 et un tassement au milieu des années 1990 à cause du conflit armé et du génocide (cf. Figure 3.10.1 ci-après). On note une croissance soutenue entre 5 et 6% depuis 1998. Toutefois cette croissance est limitée par l'offre qui est insuffisante qui a entraîné des délestages de charges de 10 MW en moyenne en 2003. Le facteur de charge tourne autour de 57%. Les pertes sont importantes et dépassent les 30%.

Figure 3.10.1 – Historique offre demande électrique au Rwanda (1981-2003)



Source : Banque Mondiale

Jusqu'en 2004, **l'offre d'énergie électrique** était essentiellement basée sur des unités de production hydrauliques et l'importation à partir du réseau SINELAC (Ruzizi 2) de la RDC (Ruzizi 1) et accessoirement de l'Ouganda. Le parc de production hydroélectrique interconnecté au réseau principal est constitué par quatre centrales (Ntaruka, Mukungwa, Gihira et Gisenyi). Avec la mise en service de 12,6 MW en diesel, la capacité de production installée sur le réseau interconnecté est passée à 41,31 MW dont 14,6 MW en thermique. Ce renforcement était la bienvenue car le Rwanda dépassait de moitié ses quotas contractuels d'importation et sur-utilisait systématiquement ses barrages. Les centrales dont les caractéristiques sont données par le tableau 3.10.1 ci-après²⁴ sont dans un état dégradé en dehors de celle de Ntakura qui a été réhabilitée après le conflit des années 1990. Dans le cadre du programme de Réhabilitation des Infrastructures Electriques (PRIE) financé par la BADEA et le Fond de l'OPEP, il est prévu de remettre à niveau les centrales existantes. Les travaux devront être terminés avant la fin de l'année 2007.

Les importations ont représenté 118,6 GWh en 2003 soit plus de 50% de l'offre totale

²⁴ Ministry of Infrastructures: *Draft Energy Policy for Rwanda October 2004*.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



d'énergie au Rwanda qui était de 236,3 GWh. De manière générale, l'inadéquation du parc de production est exacerbée par le fort niveau de pertes technique et se traduit par des délestages qui ont atteint 50% de la demande de pointe en août 2004 et de longues interruptions de services. Les pertes ne reflètent que l'état du réseau de transport et de distribution.

Tableau 3.10.1 : Caractéristiques des centrales de production

Centrale	Type	Puissance installée (MW)	Date de mise en service	Energie moyenne (GWh/an)	Energie garantie (GWh/an)
NTAKURA	Hydro	11,25	1959 (*)	30	22
MUKUNGWA	Hydro	12,45	1982	48	48
GIHIRA	Hydro	1,84	1985	10	3
GISENYI	Hydro	1,2	1969 (**)	8,4	5,4
GATSATA 1	Thermique	2	1985		
JABANA	Thermique	7,8	2004		
GATSATA 2	Thermique	4,77	2004		
Total Hydro (MW)		26,74			
Total Thermique (MW)		14,57			
Total installé (MW)		41,31			

(*) Réhabilitation en 1995

(**) Réhabilitation en 1980

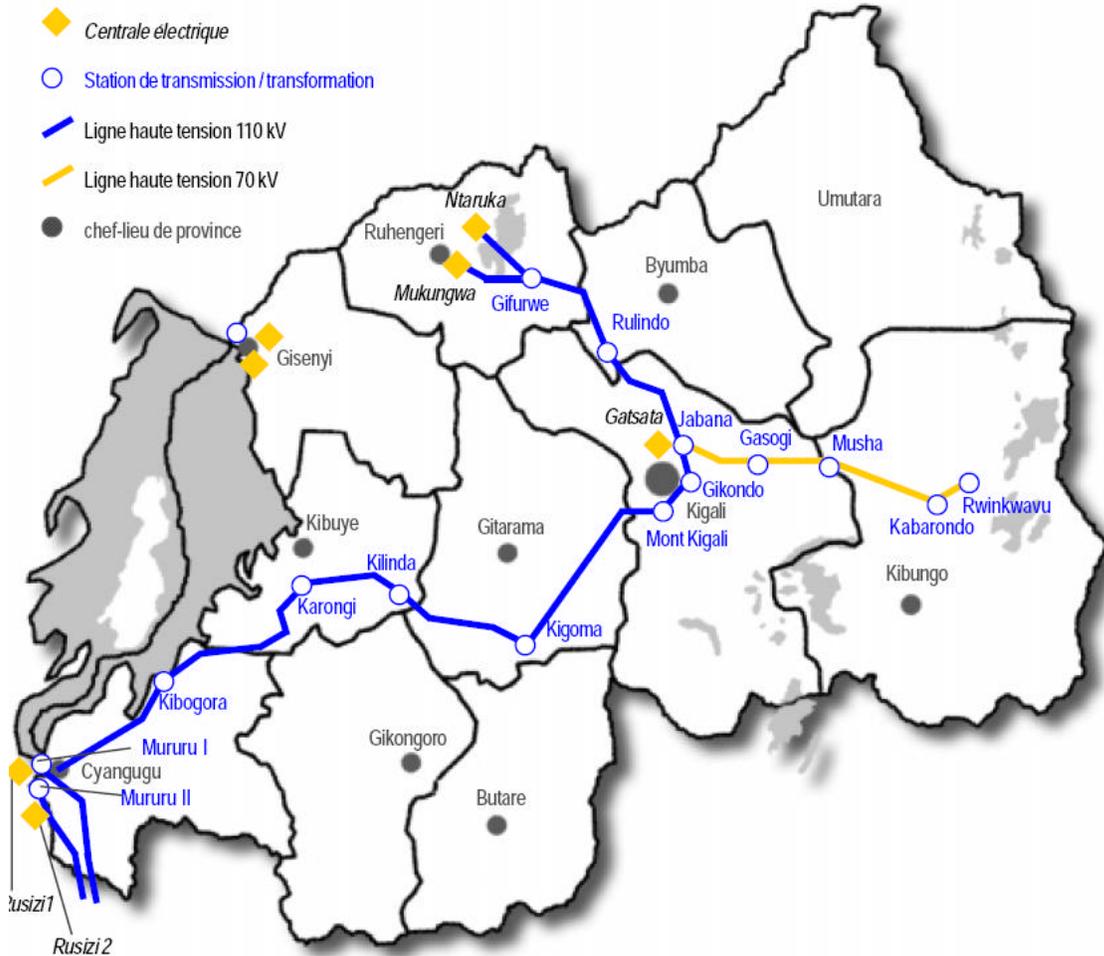
Le réseau interconnecté de transport est constitué de 349 km de lignes HT dont 253 km en 110 kV et 96 km en 70 kV. Comme le montre la carte ci-dessous, il couvre une bonne partie du territoire et connecte l'ensemble des grosses centrales à l'exception de Gisenyi. Le réseau est géré à partir du centre de dispatching de Gikondo aux environs de Kigali. Ce réseau est aussi interconnecté avec ceux du Burundi, de la RDC et de l'Ouganda. Les mouvements d'énergie entre le Rwanda, le Burundi et la RDC sont gérés par la Société internationale d'électricité des pays des Grands Lacs (SINELAC) à partir d'un centre de dispatching situé au niveau du poste de Mururu II dans le sud-ouest du pays. La connexion avec l'Ouganda se fait via deux lignes MT à partir de Ruhengiri et Rulindo.

Le réseau de transport n'est pas en bon état. Les postes ont des équipements défectueux (télécommunication, automatismes, appareils de coupures et systèmes de

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

synchronisation) et les lignes HT présentent des portées distendues, des conducteurs en mauvais état et une érosion de certains pieds de pylônes²⁵.

Figure 3.10.2 : Le réseau électrique rwandais



Source : Electrogaz

Le **réseau de distribution** est composé de 1 137 km de ligne MT à 30,15 et 6,6kV et 2 150 km de lignes BT (380/220V). Ce réseau est souterrain à 85% pour la MT et 67% pour la basse tension. Sa vétusté contribue fortement au nombre élevé de défauts enregistrés et à la dégradation de la qualité de service.

Toutefois, d'importants efforts sont en cours dans le cadre du Programme de Réhabilitation des Infrastructures Electriques (PRIE) et des actions complémentaires seront initiées dans le cadre du nouveau contrat de gestion avec Lahmeyer International pour mettre à niveau les réseaux de transport et distribution afin de réduire les pertes et améliorer la fiabilité.

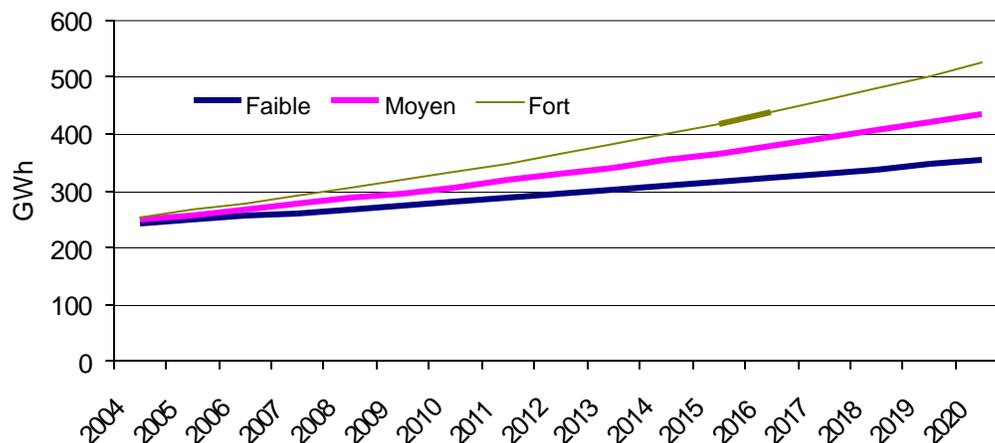
²⁵ Drinking Water and Electricity Supply Programme (DWES). ADB Appraisal Report RWA/PWWW/2002/01. October 2002.

3.10.4 Perspectives de développement du secteur électrique

La demande d'énergie électrique à satisfaire

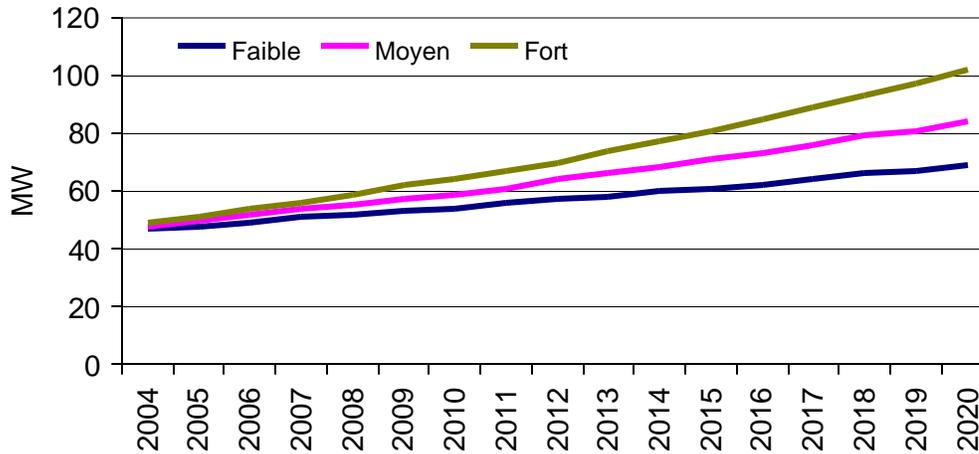
Comme pour le Burundi, les prévisions au début des années 1990 ne sont plus pertinentes car les effets du conflit qui a secoué le pays a entraîné une rupture dans la tendance de l'évolution de la demande et l'environnement socio-économique a été perturbé. Même le document de politique et stratégie du secteur de l'énergie qui date de 1998 prévoit 445,8 GWh et 682,1 GWh en 2005 et 2010 respectivement. Les figures 3.10.3 et 3.10.4 ci-dessous montrent l'évolution de la demande prévue par l'étude la plus récente qui est celle de SNC Lavalin - 2004.

Figure 3.10.3 – Prévision de la demande en énergie au Rwanda (2004-2020)



Source : SNC - Lavalin

Figure 3.10.4 – Prédiction de la demande de pointe au Rwanda (2004-2020)



Source : SNC - Lavalin

Les prévisions de SNC sont assez conservatrices et obtenues par des modèles économétriques. Vu la faiblesse du taux d'électrification et la croissance forte prévue pour l'économie, il est urgent de faire une analyse plus fine de l'évolution de la demande tenant compte des objectifs d'électrification du pays et des gros projets industriels planifiés. Une approche analytique semble mieux indiquée.

Développement des centrales au niveau national

Entre 1982 et 2004 aucune centrale n'a été construite au Rwanda. En 2004, une capacité de 12,6 MW en diesel rapide a été ajoutée en urgence au parc de production sur financement du gouvernement. Ces unités en diesel rapide, devant fonctionner en base vont augmenter la facture pétrolière de plus de 1 million de \$ hors taxes par mois. C'est pourquoi il est prévu la mise en service de 10 MW en diesel lent ou semi-rapide pour 2006/2007 sur un financement d'environ 14 millions de \$ de la Banque Mondiale en attendant les centrales à gaz ou hydroélectrique à partir de 2008. Ainsi les diesels rapides pourront être utilisés en pointe ou semi-base.

A ce jour, la construction d'une centrale thermique équipée de turbines à gaz utilisant le méthane du lac Kivu comme combustible et la construction de la centrale de Nyabarango sont parmi les projets de production les plus avancés. Les caractéristiques de ces centrales sont données dans le tableau 3.10.2 :

Tableau 3.10.2 : Caractéristiques de centrales Nyabarongo et Dal – Lake Kivu

Centrale	Type	Puissance installée	Investissement (Mio \$ US)	Durée de construction (Années)	Energie moyenne (GWh/an)	Energie garantie (GWh/an)
Nyabarongo	Hydro	27,8 MW	89	5	142	84
DAL – Lake Kivu	Thermique	30 MW	75	3 - 4	200	

Des protocoles d'accord ont été signés avec deux compagnies (Cogelgas S.A. et Dane Associates Limited – DAL) pour produire de l'électricité à partir du gaz du Lac Kivu. L'étude de DAL prévoit une centrale à Kibuye au bord du Lac Kivu avec une capacité initiale de 30 MW en diesel pour une production d'environ 200 GWh/an. La capacité sera étendue à 200 MW par des unités à cycle combiné sans dégrader les réserves de gaz. En effet, les quantités de gaz extraites correspondront à la production naturelle du sous-sol du lac.

Les contrats de concession de gaz et d'achat d'énergie sont en cours de négociation avec DAL et la première phase de 30MW pourrait être mise en service dès 2008 pour un coût de production de 5,2 cents/kWh.

Le site de Nyabarongo est situé au centre du pays à 50 km à l'ouest de Kigali. Il a fait l'objet d'études détaillées par Sogreah (France) en 1999 et il reste à faire les études d'impact environnemental et socio-économiques. L'aménagement aura un réservoir d'environ 60km² et la centrale aura une capacité installée de 27,8 MW pour une production moyenne annuelle de 142 GWh à un coût d'environ 9,4 cents/kWh. Ce projet aura un impact régional en ce sens qu'il permettra au Rwanda de disposer d'un surplus d'énergie, exportable vers les pays voisins, au niveau de ces centrales de Ntakura, Mukungwa et de SINELAC. En plus des projets nationaux, le Rwanda est partie prenante des projets communautaires de Ruzizi 3 et de Rusumo Falls (frontière Tanzanie, Rwanda et Burundi).

Potentiel pour l'interconnexion avec les Pools électriques régionaux

Situé à proximité de trois régions économiques les pays des grands lacs, bénéficient d'une position favorable

Interconnexion dans le cadre des pays de l'EGL

Il s'agit de renforcer les centrales communautaires de la vallée de Ruzizi qui a un potentiel hydroélectrique économiquement exploitable de 500 MW ainsi que les capacités des lignes d'interconnexion devant supporter les échanges entre les pays membres.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système

interconnecté régional. . .



Les projets sont les mêmes que ceux évoqués pour le Burundi (cf Burundi point 1.4.3) à savoir l'extension de la centrale de Ruzizi 3, le renforcement du réseau des grands lacs et la construction d'une nouvelle ligne d'interconnexion entre Rwegura au Burundi et le poste de Kigoma au Rwanda avec un passage à Butare au Rwanda.

Il est aussi envisagé de renforcer la capacité d'exportation à partir de la RDC par une nouvelle ligne de 60km Goma(RDC)-Mukungwa (Rwanda) pour un coût de 5 millions de \$.

Il faut enfin noter que dans le cadre du programme de réhabilitation d'urgence, la Banque Mondiale a prévu le financement du réaménagement des postes de Mururu 1 et 2 pour accroître les capacités d'importation du Burundi. Elle prévoit aussi le financement des lignes nécessaires à l'évacuation de l'énergie produite par la future centrale du Lac Kivu.

Interconnexions dans le cadre de l'initiative du Bassin du Nil & EEAC

Comme le Burundi, le Rwanda est aussi partie prenante du volet énergie de l'Initiative du Bassin du Nil (IBN). Il fait aussi partie des pays dont l'approvisionnement a été étudié dans le cadre du Plan directeur électrique et de développement des échanges régionaux d'électricité de la Communauté est africaine qui regroupe le Burundi, la République démocratique du Congo (RDC), l'Ethiopie, le Kenya, le Rwanda, la Tanzanie et l'Ouganda. Ces pays ont signé un protocole d'entente sur une mise en commun des installations de production (power pool) sur une échelle régionale.

Les projets identifiés dans le cadre de ces initiatives visent principalement à développer la production hydroélectrique dans le cadre régional et développer les échanges pour diminuer la production d'énergie à partir de diesels coûteux et ayant des impacts négatifs sur l'environnement.

Le Rwanda devrait bénéficier de l'énergie produite par la future centrale hydroélectrique de Rusumo Falls (61,5 MW / 403 GWh/an) en Tanzanie et l'interconnexion du réseau tanzanien à celui de SINELAC. Cette énergie sera destinée aux réseaux tanzanien, burundais et rwandais. Le réseau rwandais sera alimenté grâce à une ligne d'interconnexion 132kV entre la centrale et le poste de Kwinkkwavu à l'est du pays. Le coût de l'énergie livrée au Rwanda serait de 8,9 cents et est par conséquent plus intéressant que la centrale de Nyabarongo.

Le Rwanda envisage aussi de renforcer son interconnexion avec l'Ouganda. Le projet consiste à construire une ligne HT de 130 km entre les postes de Mbarara en Ouganda et Gikondo au Rwanda. La première interconnexion réalisée en 1995 permet un échange d'énergie entre les deux pays à partir des réseaux MT.

Une étude pré-faisabilité réalisée en 1997 grâce à un financement de l'Agence canadienne de coopération internationale (ACDI) a recommandé dans sa conclusion de procéder à l'étude de faisabilité de la ligne.

Les deux pays ont signé un accord pour permettre l'importation par le Rwanda de 20 mégawatts pour faire face à son déficit de production. Au-delà de cet accord, la

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



perspective du développement des ressources hydroélectriques de l'Ouganda, notamment la construction de la centrale de Bujagali devrait entraîner un excédent de production en Ouganda et augmenter le volume des échanges.

3.10.5 Potentiel pour l'interconnexion au PEAC

6. Comme pour le Burundi, la position géographique du Rwanda et le niveau de sa demande d'énergie ne vont pas lui permettre à court et moyen terme de jouer un rôle majeur dans le Pool Energétique de l'Afrique Centrale. Le Burundi ne sera connecté aux autres pays de la région CEEAC que quand la RDC achèvera l'interconnexion de la région du Kivu à celle de province du Bas-Congo où se situe le projet d'Inga. A court et moyen terme, il est vraisemblable que potentiel hydroélectrique de la vallée de la Ruzizi (500MW), le développement d'unités thermiques alimentées par le gaz méthane dissous dans le lac Kivu et les importations à partir des pays de l'Afrique de l'Est constitueront les principales options pour de développement de l'offre d'énergie électrique.

3.11 TCHAD

3.11.1 Contexte macro-économique et financier

Le Tchad est situé au cœur de l'Afrique. Il s'étend sur 1 700 km du nord au sud et sur 1 000 km d'est en ouest, sa superficie est de 1 284 000 km². Il dispose de frontières communes avec la Libye (1 000 km), le Soudan (1 200 km), la République Centrafricaine (1 000 km), le Cameroun (800 km), le Niger (1250 km) et le Nigeria (200 km). Son éloignement de la mer en fait un des plus vastes territoires africains enclavés, le premier port, Douala au Cameroun est distant de 1 500 km ; port Harcourt au Nigeria de 1 700 km.

Le pays se présente comme une vaste dépression bordée, sauf à l'ouest, par des zones montagneuses. Au nord, dans le massif du Tibesti s'élève le point culminant, le mont Emi Koussi à 3 415 mètres. Dans le nord-est, le plateau de Ouaddaï et de l'Ennedi (1 200 - 1 300 m) s'étend jusqu'au centre du pays.

Hydrographie : le réseau fluvial tchadien est peu important. Il est principalement constitué par le Chari et le Logone, les autres cours d'eau n'étant pas permanents. Le Chari coule sur une distance de 1 200 km et prend sa source en République Centrafricaine, il est en partie navigable pendant quatre mois. Son débit comme celui de son affluent principal, le Logone, varie en fonction de la pluviométrie enregistrée pendant la saison des pluies. Le lac Tchad est alimenté en majeure partie par le Chari. Sa superficie varie en fonction des changements climatiques et s'est réduite de 20 000 km² à 3 000 km² en 50 ans. Sa profondeur n'excède pas 4 mètres.

Climat : le Tchad est un pays chaud présentant quatre saisons dont l'importance varie selon la latitude. On dénombre trois zones climatiques, désertique au nord, sahélienne au centre (y compris Ndjaména), tropicale semi-humide au sud, caractérisée par la savane soudanienne. La répartition des pluies est inégale : au nord 200 mm par an, au centre 300 à 800 mm, au sud 800 à 1 200 mm. La température moyenne maximale est de 37°. La température moyenne minimale de 21°.

3.11.2 Contexte institutionnel

Le Tchad est une République indépendante, souveraine, laïque, démocratique, unie, indivisible. Pendant deux décennies, le Tchad a été déstabilisé par la permanence de conflits politico - militaires qui ont ruiné l'économie, miné le développement et découragé les bailleurs de fonds. Il s'en est suivi un dépérissement de l'Etat, l'anéantissement d'une partie de l'économie avec pour conséquence, la montée en puissance du secteur informel. Depuis le milieu des années 90 le Tchad est entré dans une nouvelle ère de son histoire : élection du Président Deby en 1996, dont le mandat a été reconduit en 2001; adoption d'une nouvelle Constitution en 1996; installation d'une Assemblée Nationale et du multipartisme en 1997; adoption des lois de décentralisation en 2000 et 2001 et élections municipales prévues en 2003; mise en place de la Cour suprême, du Conseil constitutionnel, de la Haute cour de justice, du Conseil supérieur de la magistrature et du Haut conseil de la communication.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Organisation administrative : le territoire national est divisé en 14 préfectures administrées par un préfet nommé par le gouvernement et 54 sous-préfectures. Administrativement, la ville de N'djaména est considérée comme une 15^{ème} préfecture. La bande d'Aouzou, portion du territoire tchadien revendiquée et occupée par la Libye, a été restituée le 30 mai 1994 au Tchad suite à un arrêt de la Cour Internationale de Justice. La bande d'Aouzou qui couvre 110 000 km² a été érigée en sous-préfecture par le président Deby. Les cantons au nombre de 454 représentent les aires d'habitat des différentes ethnies. Le chef de chacun d'eux, élu par les chefs de villages et les notables, est confirmé dans ses fonctions par les autorités administratives. La police, la voirie, l'hygiène et le recouvrement des taxes sont, en général, sous sa responsabilité.

Le PIB du Tchad est estimé à environ 2,1 milliards d'EUR en 2002. Après s'être accru en termes réels de 8% en 1998, il a stagné pendant les deux années suivantes sous le double effet de la crise énergétique et des mauvaises récoltes, avant de progresser fortement en 2001 (+8,9%) puis 2002 (+ 9%). La répartition du PIB s'est progressivement déplacée vers les services (+ de 50% de contribution, en liaison avec le projet pétrolier). Bien que le PIB par habitant soit en progression depuis deux ans (248 dollars US contre 216 l'an dernier), le Tchad reste l'un des pays les plus pauvres du monde, avec de fortes disparités entre le monde rural et le monde urbain. Cette croissance s'est toutefois accompagnée d'une forte progression de l'inflation en 2001 (+12,4%), consécutive à la mise en oeuvre des investissements pétroliers, avant d'être à nouveau contenue en 2002 (4%).

Voilà bientôt trois ans que le Tchad traverse une crise énergétique aiguë au sens où ses capacités à répondre aux besoins de la sphère privée ne peuvent accompagner la dynamique économique étroitement liée au projet pétrolier de Doba (début de production prévu au 2nd semestre 2003) dont l'installation a atteint l'été dernier la mi-parcours.

Le Tchad est à la croisée des chemins du développement. Il réunit depuis deux ans assez de conditions socio-politiques et économiques pour « amorcer » son décollage. En effet, le projet Doba, le plus grand projet industriel actuellement en cours en Afrique, co-financé et soutenu par la Banque Mondiale, soumet les Autorités tchadiennes à un ensemble de conditionnalités pour la redistribution des revenus additionnels (à hauteur de 80 %) vers les principaux secteurs prioritaires. Simultanément, des programmes de stratégie nationale de « Réduction de la Pauvreté » et de « Bonne Gouvernance » sont en cours de mise en oeuvre, permettant ainsi d'asseoir un cadre de développement sans précédent.

Dans ce contexte, la question de l'énergie est aussi déterminante que complexe, tant pour des raisons géostratégiques, liées notamment à l'enclavement du pays (coût des facteurs de production accru, etc), que du point de vue de la compétitivité de l'économie en tant qu'input fondamental et des coûts supportés par les usagers eux-mêmes.

Dans le cadre de son contrat de délégation globale de gestion de la Société Tchadienne d'Eau et Electricité (STEE), en vigueur depuis septembre 2000, le groupe Vivendi-Dietsmann a engagé des efforts considérables de redressement, mais ceux-ci ne permettent toujours pas d'inverser le contexte de crise que connaissent N'Djaména et les autres centres urbains. Après une année 2001 particulièrement difficile en terme de délestages et de grippe financière chronique et mécaniquement irréversible, des avancées ont toutefois été réalisées en 2002.

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Le secteur énergétique tchadien bénéficie aujourd'hui d'un contexte favorable. Le 26 octobre 2002, la STEE a vu adopté par le Conseil d'Administration de la BM un "Crédit d'urgence" pour un montant de 55 millions de USD. Des appels d'offres internationaux pour la construction d'une centrale électrique dans le quartier de Farcha à N'Djaména, le renforcement des réseaux de distribution électrique et hydraulique, l'informatisation de la gestion clientèle et l'équipement en véhicules (...) sont prêts et doivent être lancés incessamment sous peu. Cet important projet de réhabilitation concerne l'ensemble des sites de la STEE.

L'enjeu intéressant directement le consommateur est bien sûr la diminution des coûts, tant pour alléger le cahier des charges des opérateurs privés, que pour étendre l'accès à l'électricité à une plus grande partie de la population tchadienne. Actuellement, sur une population de 7 Millions d'habitants, seuls 16.000 utilisateurs sont reliés aux réseaux électriques (soit bien moins de 1 %).

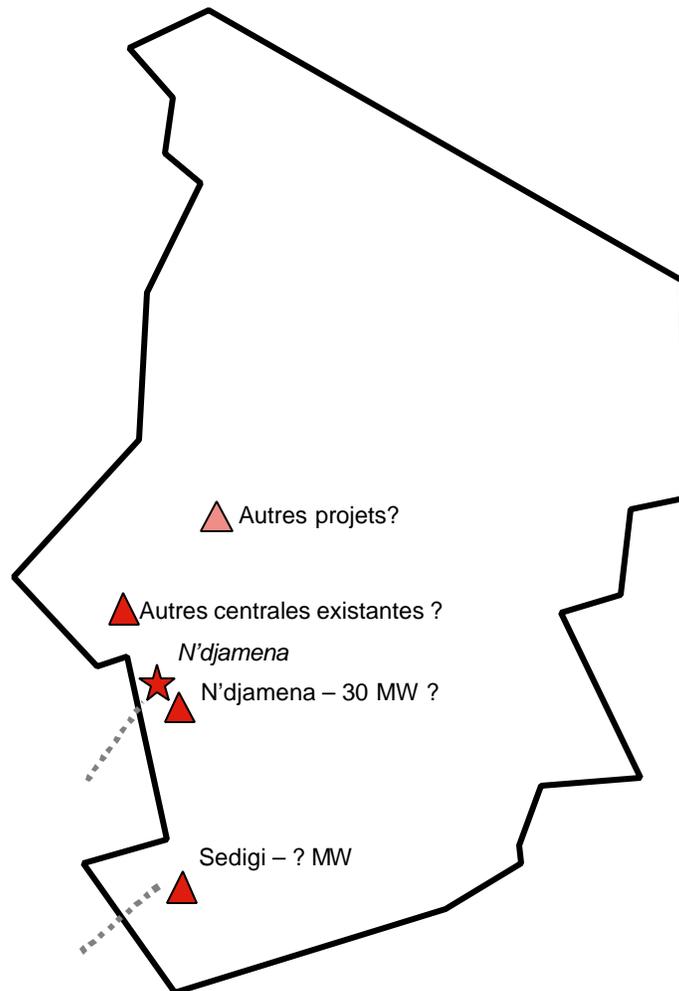
Toutefois, à l'heure actuelle, la STEE n'est pas viable sur le plan financier. Elle accuse chaque année en fin d'exercice un déficit d'exploitation grandissant et quasi-mécanique ; en effet la STEE vend son électricité à perte (coût unitaire de production à 220 FCFA/Kwh contre un prix de vente moyen au consommateur de 180 FCFA/kwh).

3.11.3 Présentation des infrastructures électriques

Les infrastructures électriques sont assez peu développées et concentrées dans le sud du pays, comme indiqué dans la carte ci-après :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .

Figure 3.10.1 – Carte des infrastructures électriques existantes et envisagées au Tchad



Légende :

- | | | | | |
|------------------------|---------------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------------|
| — : ligne 225 kV | --- : projet ligne 225 kV | ★ : capitale | ▲ : centr. hydraulique existante | ▲ : centr. hydraulique en projet |
| — : ligne 110 et 90 kV | --- : projet ligne 100 et 60 kV | ○ : ville | ▲ : centr. thermique existante | ▲ : centr. thermique en projet |

Source : PA

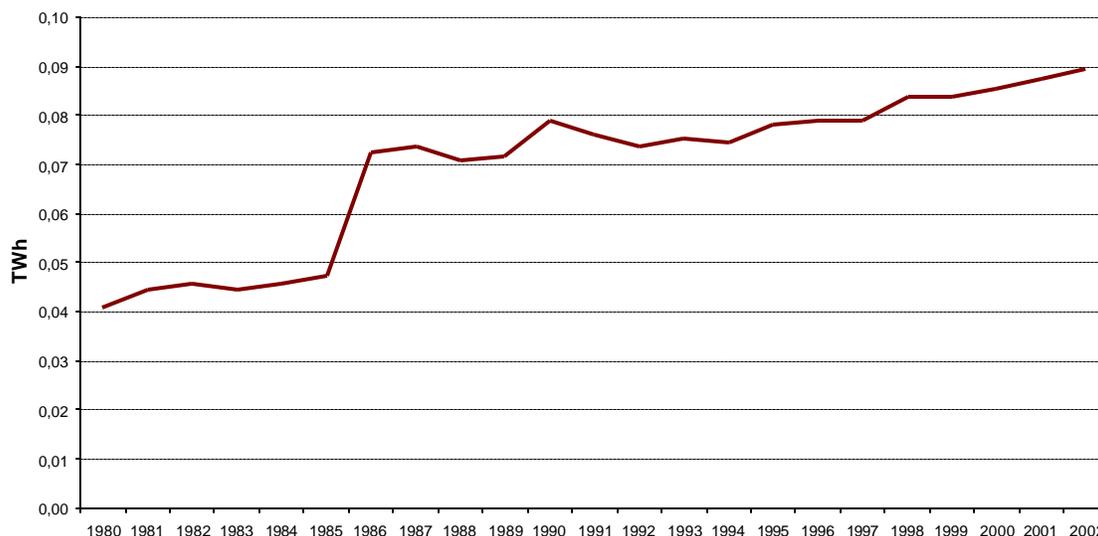
A. DEMANDE ELECTRIQUE EXISTANTE

La demande électrique a augmenté de 3,8 % en moyenne par an, comme indiqué dans le graphique ci-après :

3. Situation des systèmes électriques nationaux et participation au système interconnecté régional. . .



Figure 3.8.2 - Consommation d'électricité du Tchad (1980 – 2002)



Source : EIA

B. CAPACITES DE PRODUCTION ET LIGNES DE TRANSPORT EXISTANTES ET EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EXISTANT

D'une capacité de 13,5 MW et potentielle de 19 MW (alors que les besoins s'expriment à hauteur de 23 MW en flux tendus à la saison chaude), la centrale actuelle de N'Djaména est en effet incapable de répondre aux besoins de la population. En fournissant 21 MW supplémentaires, la nouvelle centrale (prévue pour janvier 2004) devrait largement contribuer à éradiquer la crise énergétique, en permettant de satisfaire la demande pour une dizaine d'années au moins. Enfin, du fait de sa capacité à fonctionner au gasoil, comme au brut et au gaz, la structure pourrait devenir l'un des terminaux idéaux du champ de pétrole et de gaz de Sédigui, actuellement bloqué.

C. POTENTIEL POUR L'INTERCONNEXION DANS LE CADRE DU PEAC

Selon le parcours choisi pour construire l'interconnexion entre Inga et le MEDELEC, le Tchad pourrait devenir un pays transitaire d'énergie.

Une interconnexion entre le système nord du Cameroun et la ville de N'Djaména est également envisagée.

4. CONCEPTION DU POOL ENERGETIQUE POUR L'AFRIQUE CENTRALE

4.1 LA REPARTITION DES COUTS DE L'ELECTRICITE ET LE ROLE DES POOLS ENERGETIQUES

Le secteur de l'électricité comprend trois composants principaux : la production d'électricité, le réseau de transport et les réseaux de distribution. Au niveau mondial, la production représente 55% des principaux investissements dans des installations appartenant aux investisseurs privés. La distribution représente 29 pour cent et le transport 12 pour cent

Les centrales électriques ont en commun trois caractéristiques qui les distinguent du restant du secteur de l'électricité, et qui favorisent leur raccordement à un système interconnecté afin de permettre de baisser les coûts de production :

- Les unités de production peuvent présenter d'importantes économies d'échelle en terme de dépenses d'investissement et d'exploitation.
- L'activité production peut être ouverte à la concurrence entre plusieurs participants de marché.
- Les centrales sont des systèmes mécaniquement actifs et complexes qui tombent en panne de façon régulière : une fourniture continue et fiable est tributaire de la disponibilité d'une réserve de capacité permettant de faire face à toute défaillance.

Le réseau de transport de l'électricité assure la liaison entre les centrales de production et la distribution locale. Il permet de transporter l'énergie électrique sur de longues distances, d'utiliser de grandes centrales rentables, d'exploiter des combustibles bon marché ou des ressources hydroélectriques. Cette capacité renforce le potentiel de la concurrence en offrant aux consommateurs la possibilité d'acheter de l'électricité moins coûteuse à des fournisseurs éloignés.

La distribution apporte l'énergie électrique au consommateur final. Les coûts de distribution sont déterminés la taille et la dispersion géographique de la clientèle. Contrairement à la production, la distribution est un monopole naturel, dans le sens que l'importance des investissements requis pour dupliquer le réseau rend toute concurrence impossible.

Pour renforcer le rendement du système, certaines sociétés d'électricité créent des systèmes d'échanges d'électricité régionaux pour coordonner l'exploitation et la planification de la production et du transport entre les participants du marché. Dans un pool énergétique la production de différentes centrales électriques est mise en commun, organisée en fonction de l'augmentation des coûts marginaux et selon des caractéristiques techniques et transmise conformément à cet « ordre de mérite ».

Des systèmes d'échanges d'électricité centralisés offrent des rendements supérieurs grâce à la coordination de l'entretien des centrales individuelles et à la mise en commun de leurs réserves d'exploitation. On estime qu'un système de dispatching centralisé est techniquement plus efficace et économiquement plus rentable que des arrangements

bilatéraux comme les réseaux exigent, en permanence, un équilibre entre l'offre et la demande.

Il existe toute une série de modèles pour organiser le marché pour les systèmes d'échanges d'électricité dans différents pays. Les modèles pour des pools électriques bien ordonnés vont de systèmes d'échanges «flexibles»²⁶ - au rôle limité, avec des zones de contrôle multiples et un certain nombre d'échanges bilatéraux au sein du même système – à des systèmes «stricts»²⁷ - comprenant une seule zone de contrôle dirigée par un ISO²⁸ (aux USA) jouant le rôle de société indépendante d'exploitation du réseau de transport.

Les pools électriques ne sont pas des entités immuables : ils ont tendance à évoluer avec le temps. Les forces agissant sur cette évolution sont les perfectionnements technologiques, l'augmentation du nombre de fournisseurs et la présence d'autres participants sur le marché. Ces facteurs rendent les échanges d'électricité plus compétitifs, et réduisent les coûts d'exploitation du système ainsi que les prix pour les consommateurs. Les systèmes d'échanges d'électricité permettent d'apporter ces avantages à un grand nombre de clients finaux. Plus les marchés deviennent importants en matière de nombre de participants et de volume d'échanges, plus les transactions financières deviennent prépondérantes par rapport aux échanges physiques : il est important que les contrats correspondants aux transactions physiques et financières évoluent en parallèle avec le développement du pool énergétique.

Le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale est en train de faire ses premiers pas avec la création de ses institutions et la préparation de ses activités opérationnelles. Il est hors de doute que ce système suivra sa propre évolution, en fonction de l'interaction des intérêts et au gré des forces qui agiront sur son développement.

4.2 L'EXPERIENCE AFRICAINE EN MATIERE D'INTERCONNEXIONS ET D'ECHANGES D'ENERGIE ELECTRIQUE

Transition vers les échanges transfrontaliers

Après l'indépendance, sur le continent africain la planification énergétique était généralement établie sur une base nationale en espérant obtenir l'autosuffisance énergétique. Cependant, bien que le continent africain dispose des ressources d'énergie adéquates pour son développement économique, leur distribution géographique est très inégale.

Cette distribution géographique inégale des ressources, la petite taille de marchés nationaux ainsi que l'évidence des bénéfices tirés de l'exploitation commune des réseaux électriques aux Etats Unis, en Europe et ailleurs dans le monde, ont donné jour à l'idée de réunir les marchés nationaux pour bénéficier des économies d'échelle.

²⁶ "Loose power pool" (anglais)

²⁷ "Tight power pool" (anglais)

²⁸ Opérateur Indépendant du Système de Transport (Independent [Transmission] System Operator)

C'est ainsi que les pays africains ont commencé la transition vers un développement intégré des marchés d'électricité au niveau régional à travers des projets commun de production d'énergie et d'interconnexion au sein de pools électriques.

Projets communs de production-transport

Parmi les projets multipartites on peut citer l'exemple de barrage hydroélectrique de Manantali sur le fleuve Sénégal en Afrique de l'Ouest avec une puissance installée de 200 MW et un productible moyen de 800 GWh par an. Le projet énergie *Manantali* interconnecte trois pays : le Mali, le Sénégal et la Mauritanie qui tirent respectivement 52%, 33% et 15% de l'énergie produite à travers les lignes d'interconnexion 225 kV. Les installations sont gérées par un centre de dispatching situé à Manantali et équipées de câbles optiques et de moyens de téléconduite. Elles appartiennent à la société de patrimoine Société de Gestion de Manantali (SOGEM) créée pour cette raison et sont gérées pas un opérateur privé recruté sur un appel d'offres international (ESKOM Energie).

Un autre exemple d'un projet énergétique commun se trouve dans la sous-région des Grands Lacs de la CEEAC. Il s'agit du réseau interconnecté initié dans le cadre de la Communauté économique des pays des Grands Lacs (CEPGL). Ce réseau, exploité par la Société Internationale d'Electricité des Grands Lacs (SINELAC), comprend le réseau électrique du Kivu à l'Est de la RD Congo, le réseau interconnecté du Burundi et le réseau interconnecté du Rwanda. La SINELAC exploite aussi le barrage hydroélectrique commun de *Ruzizi 2* (44 MW).

Les projets communs d'énergie permettent à leurs participants de mettre en commun leurs ressources et partager les risques afin d'augmenter la sécurité et la fiabilité d'approvisionnement en électricité. Ces projets permettent aussi d'harmoniser les règles d'exploitation entre les sociétés d'électricité concernées.

Expérience de « pools énergétiques » en Afrique

Parmi les expériences de type «pool énergétique » entrepris sur le continent africain figurent ceux de l'Afrique du nord, l'Afrique australe, l'Afrique de l'ouest, l'Afrique de l'est et le PEAC en Afrique centrale.

En Afrique du Nord, les systèmes nationaux sont interconnectés par une ligne 400kV entre l'Egypte, la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc (ELTAM) ainsi que d'autres lignes HT. Depuis 1995, les signataires de l'Union du Maghreb Arabe (UMA)²⁹ favorisent l'intégration et la mise en place d'un Marché Maghrébin de l'Energie en introduisant les dispositifs pour l'échange d'informations et pour la régulation régionale.

De plus, ces pays sont interconnectés au réseau européen UCTE grâce à une liaison 400kV sous-marine entre l'Espagne et le Maroc. Cette liaison est en train d'être doublée. De manière plus générale, le Maghreb entend renforcer les échanges d'électricité avec

²⁹ L'Egypte, la Libye, la Tunisie, l'Algérie, le Maroc et la Mauritanie.

4. Conception du pool énergétique pour l'Afrique Centrale. . .

l'Europe dans le cadre de projet MEDRING (*Mediterranean Electricity Ring*) qui devrait interconnecter tous les systèmes électriques des pays méditerranéens.

En Afrique du Sud, il existe depuis 1995 le Pool Energétique de l'Afrique Australe (SAPP). Le SAPP a pour but « de permettre à ses membres de coordonner la planification et le fonctionnement de leurs systèmes, tout en maintenant la fiabilité, l'autonomie et l'autosuffisance et de partager les bénéfices engendrés par le pool ». Le SAPP a profité jusqu'au maintenant de l'excès de capacité d'ESKOM (Afrique du Sud) possédant une puissance installée supérieure à 41 000 MW.

Le schéma de développement de ce projet a le mérite d'être défini par es sociétés d'électricité membres dans le cadre d'un exercice de planification régionale. Actuellement, les membres du SAPP³⁰ aspirent à faire évoluer leur pool énergétique vers un marché « spot » appelé *Short Term Energy Market* (STEM).

Tandis que les systèmes maghrébins et de l'Afrique australe sont les plus avancés qui bénéficient d'un réseau régional largement interconnecté, les autres pools électriques souffrent de l'insuffisance de l'infrastructure interconnectée.

Pour faire face à cette insuffisance, les pays de *l'Afrique de l'est*³¹ ont lancé la préparation du Plan Directeur régional. En outre, dans la sous-région, le Kenya, la Tanzanie et la Zambie font des efforts pour faciliter le commerce transfrontalier d'électricité. Il faut aussi noter l'exportation d'énergie de l'Ouganda vers le Kenya et d'autres projets d'interconnexions à l'étude.

En Afrique de l'Ouest le projet du Système d'Echanges d'Energie Electrique de l'Ouest African (EEEOA) -- West Africa Power Pool (WAPP) en anglais -- a démarré ces activités en 2000. La stratégie de développement de WAPP pour la CEDEAO³² prévoit de :

- Développer l'interconnexion et les échanges d'électricité entre les systèmes électriques des Etats Membres.
- Promouvoir et protéger les investissements privés dans des projets énergétiques.
- Harmoniser les législations et normes de fonctionnement dans le secteur électrique.
- Créer un marché ouvert et compétitif de l'électricité à l'échelle régionale.

³⁰ Le SAPP est une association de 12 sociétés d'électricité (Angola, Botswana, Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibie, l'Afrique du Sud, Swaziland, Tanzanie, RDC, Zambie et Zimbabwe). Parmi ces sociétés neuf sont qualifiés comme les membres opérationnels (y compris la SNEL de la RDC) et trois ont le statut d'observateur (y compris l'ENE d'Angola).

³¹ Djibouti, Erythrée, Ethiopie, Kenya, Somalie, Soudan, Tanzanie, Ouganda.

³² Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest composée de 15 membres : Bénin, Burkina Faso, Cap Vert, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée Bissau, Liberia, Mali, Niger, Nigeria, Sénégal, Sierra Leone, Togo.

4. Conception du pool énergétique pour l'Afrique Centrale. . .

D'une manière générale, l'expérience africaine dans ce domaine démontre notamment que la création de pools électriques régionaux permet aux régions entières de bénéficier des avantages suivants :

- Mettre en commun des ressources opérationnelles.
- Optimiser l'exploitation des moyens de production.
- Profiter de la flexibilité offerte par l'utilisation de plusieurs sources d'énergie primaire.
- Améliorer la fiabilité du système (secours d'urgence).
- Augmenter le volume d'échange d'énergie électrique.
- Mieux maîtriser la diversité saisonnière.
- Faciliter la maîtrise de la diversité de charge.
- Profiter de différentiel de coûts de l'énergie.

Cependant, pour réaliser les bénéfices futurs liés à la création d'un pool énergétique, toutes les régions du continent africain qui ont choisi cette option de l'intégration sectorielle doivent faire face aux objectifs suivants :

- L'expansion de l'infrastructure interconnectée régionale et des moyens de production.
- La coordination et harmonisation des politiques et des stratégies énergétiques au sein de la région.
- L'organisation de la coopération régionale en matière de gestion et de régulation des activités opérationnelles de leurs systèmes électriques respectifs.

La position géographique centrale de la CEEAC sur le continent africain et l'abondance dans la sous-région de ressources hydrauliques (en particulier le site Inga en RDC dont potentiel peut alimenter tout le continent) confère au PEAC un rôle spécial dans les échanges d'électricité en Afrique. L'expérience acquise par les pools électriques existant en Afrique devrait profiter au PEAC qui est à la phase de démarrage et qui doit capitaliser sur les expériences des autres pools énergétiques africains.

4.3 SITUATION ACTUELLE DU SECTEUR ELECTRIQUE DANS L'ESPACE CEEAC

La Communauté Economique des Etats de l'Afrique Central a été créée en octobre 1983 à Libreville (République Gabonaise). Le traité de création est entré en vigueur en décembre 1984 et le Secrétariat a été mis en place en 1985. La CEEAC est composée de 11 pays³³.

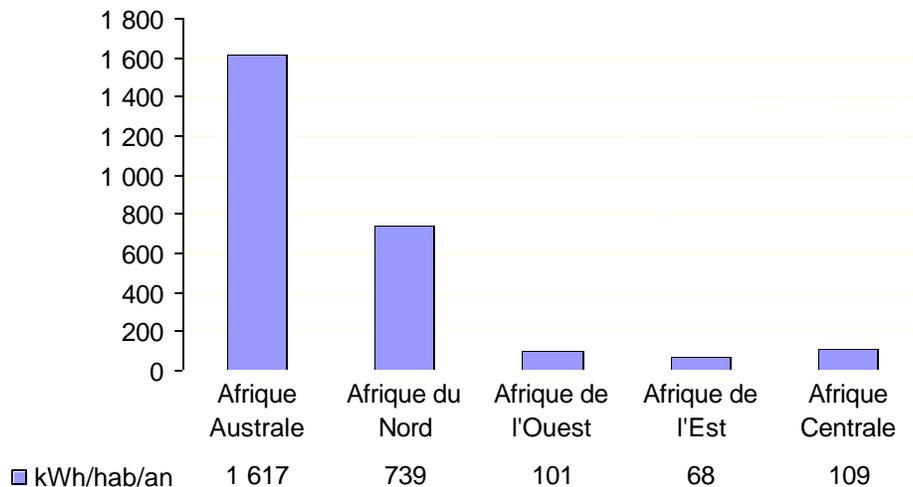
³³ La République d'Angola, la République du Burundi, la République du Cameroun, la République centrafricaine, la République du Congo, la République Démocratique du Congo, la République Gabonaise, la République de Guinée

Le territoire des pays de la Communauté s'étend sur 6 666 842 km² pour une population d'environ 113 millions d'habitants et on estime que 47% de la population est concentrée dans les centres urbains. Comme ailleurs en Afrique, l'expansion rapide de la population urbaine pose des problèmes typiques de raccordement clandestin, de la dispersion géographique. Ceci entraîne non-maîtrise de la demande avec comme conséquence des fréquents et sévères délestages de charge dans les zones électrifiées.

Le taux d'électrification de la sous-région est estimé à 13,4% ce qui peut être comparé à 90% en Afrique du Nord. La consommation annuelle de l'énergie électrique par habitant est estimée à 109 kWh et la Figure 4.3.1 ci-après permet de comparer cet indicateur à ceux d'autres sous-régions du continent africain.

La densité de la population de la sous-région est très faible au niveau de 17 habitants par km², ce qui sous-entend la présence d'un vaste milieu rural où la plupart des habitants vivent sans accès à l'énergie électrique. Cela se confirme par l'importance du bois dans le bilan énergétique des Etats Membres : de 70 à 90%.

Figure 4.3.1 - Comparaison de consommation annuelle par habitant dans les sous-régions du continent africain en 2002

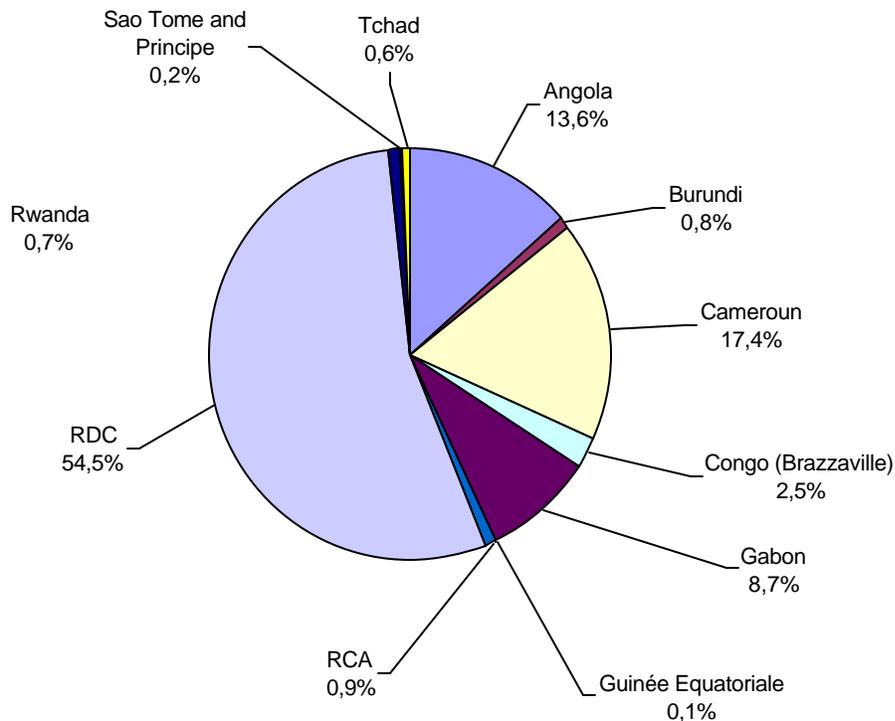


Source : PEAC

La capacité de production d'énergie électrique installée dans l'espace CEEAC en 2002 était de 4,647 MW. Cette capacité se répartie entre les Etats Membres comme présenté dans la Figure 4.3.2 :

Equatoriale, la République Rwandaise, la République Démocratique de Sao Tomé et Príncipe et la République du Tchad.

Figure 4.3.2 – Capacités de production installées en Afrique centrale par pays (2002) – Total 4 600 MW



Source : EIA

Toutefois, l'Afrique centrale possède des ressources d'énergie primaire importantes. Le potentiel énergétique des pays membres de la CEEAC est important et varié. La région dispose des ressources hydroélectriques considérables dans les pays de la zone équatoriale (République Démocratique du Congo, Congo, Gabon, Cameroun, Guinée Equatoriale). Le potentiel hydraulique de la CEEAC représente 60% de celui du continent africain avec la RDC et le Cameroun qui occupent le premier et deuxième rang africain. Cependant, ce potentiel est inégalement reparti entre les pays.

Le potentiel des barrages hydroélectrique d'une grande capacité se valorise par la construction de ligne d'interconnexion de haute tension permettant d'évacuer l'énergie produite vers les centres de consommation. Néanmoins, en Afrique centrale les liaisons électriques à l'intérieur ainsi que entre les pays sont peu développées. L'insuffisance, la vétusté et le manque d'entretien des infrastructures électriques sont à l'origine d'une mauvaise qualité d'alimentation et d'importantes pertes qui handicapent le développement de l'accès à l'électricité.

Cette situation est aggravée par les conflits dans la région qui rendent difficile l'exploitation et la maintenance des installations ainsi que la mise en œuvre de nouveaux projets. Outre le mauvais état des installations et l'instabilité politique dans la région, le secteur de l'énergie en Afrique centrale souffre de la mauvaise gestion des entreprises d'électricité.

Face à cette situation, la création du PEAC constitue une réponse politique et technique appropriée aux déficits chroniques d'énergie électrique en Afrique Centrale.

4.4 EVOLUTION DU PEAC A CE JOUR

Le PEAC a été institutionnalisé en avril 2003 comme un organisme spécialisé de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique Centrale (CEEAC). Il est chargé de la mise en œuvre de la politique énergétique régionale, du suivi des études, de construction des infrastructures communautaires et des échanges de l'énergie sur l'ensemble des pays de la CEEAC. Le Secrétariat Permanent du PEAC assure la gestion du projet à partir de son siège à Brazzaville (Congo).

La mission du PEAC est de mettre le potentiel de l'énergie électrique l'Afrique centrale au service des populations de la sous-région afin de réduire la pauvreté. Cette interprétation peut être déduite de la vision du PEAC qui est «d'utiliser les énormes potentialités hydroélectriques de l'Afrique Centrale pour satisfaire toutes les demandes en électricité des ménages, des Etats et de l'industrie des pays au travers d'un système d'interconnexion des réseaux nationaux et d'un marché libre des échanges électriques ».

La mise en place d'un marché régional doit permettre de :

- Accroître le niveau global de fourniture de l'électricité dans la sous-région à travers des projets de production et de transport qui constitueront la base du développement économique de manière à atteindre le plus grand nombre de consommateurs d'énergie.
- Renforcer la sécurité d'approvisionnement en électricité des différents pays de la CEEAC.
- Améliorer la fiabilité du système électrique et la qualité de la fourniture d'électricité dans l'ensemble de la sous-région.
- Réduire les coûts d'exploitation des réseaux dans la sous-région par :
 - L'augmentation des échanges d'électricité entre pays,
 - L'optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques disponibles et une gestion plus efficace des déséquilibres de production dûs aux aléas saisonniers et climatiques.

En outre, la démarche de la mise en œuvre du PEAC vise à :

- Créer un environnement favorable aux investissements en vue de faciliter le financement des projets prioritaires de production et de transport de l'énergie.
- Créer un forum sous-régional où les problèmes du secteur de l'énergie seront examinés et des solutions appropriées trouvées dans le cadre des procédures et politiques définies en tenant compte des impacts sur l'environnement.
- Contribuer à la mise en œuvre des programmes du NEPAD en Afrique Centrale dans le domaine de l'énergie.

4. Conception du pool énergétique pour l'Afrique Centrale. . .

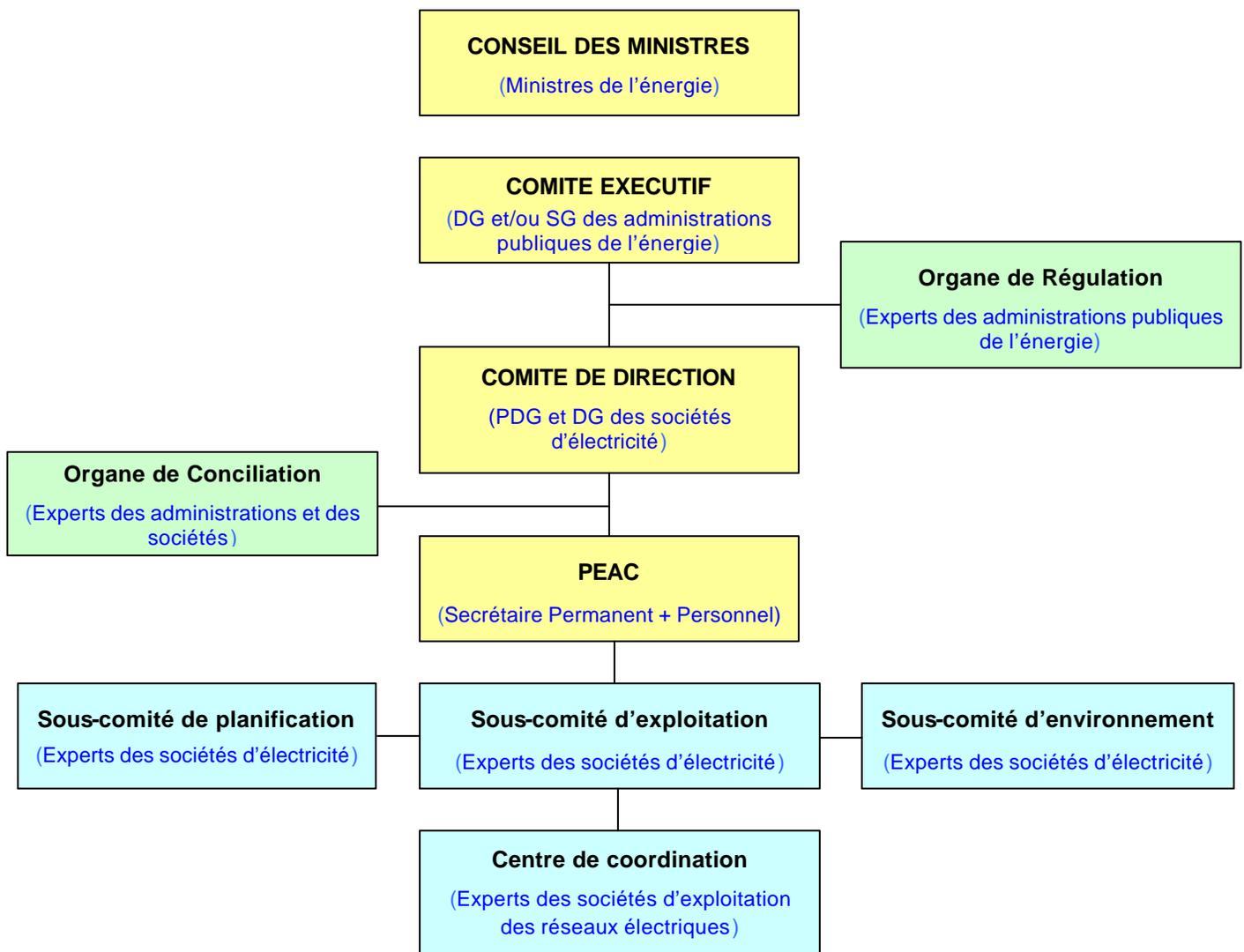
Les documents qui régissent le PEAC à ce jour sont :

- l'Accord Cadre Intergouvernemental
- l'Accord Inter-sociétés

Ces deux accords furent signés en avril 2003. Toutefois, l'Accord Cadre Intergouvernemental n'a pas encore été paraphé par trois pays : Angola, Burundi et Rwanda.

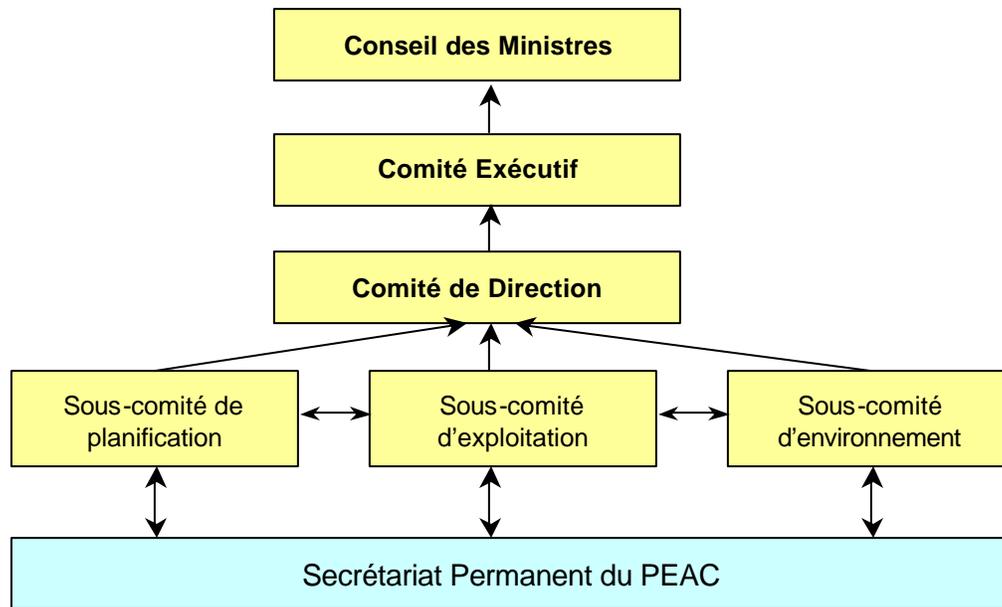
Les accords de base ont créé le cadre institutionnel actuel du PEAC dont la structure est présentée dans la Figure 4.3. Cette structure a été mise en place pour développer les composants du pool énergétique proprement dit : son infrastructure interconnectée et son système de gouvernance.

Figure 4.4.1 - Structure actuelle du PEAC dans son contexte institutionnel



Il serait plus indiqué de démarrer avec une structure de base simplifiée pour organiser les actions à court terme qui doivent être orientées sur le développement l'infrastructure physique et du système de gouvernance. Le travail de base doit être préparé par les sous-comités techniques et adoptées par le Comité de Direction et le Comité Exécutif. Elles sont ensuite approuvées par la Conférence des Ministres de l'Energie des Etats Membres. Le Secrétariat Permanent du PEAC facilite le travail du Conseil des Ministres, du Comité Exécutif, du Comité de Direction et des Sous-comités Techniques. Cette structure de base est présentée dans la Figure 4.4.2 :

Figure 4.4.2 - Structure de base pour la mise en oeuvre du PEAC³⁴



La structure de base pour la mise en place de l'infrastructure et du système de gouvernance du PEAC comme illustrée ci-dessus, n'inclut ni les organes de conciliation et de régulation ni le centre de coordination qui figurent dans l'organigramme préétabli par les Accords-cadre. Ces institutions feront partie de l'organisation centrale de gestion du PEAC et devront être définies au fur et à mesure du développement de l'infrastructure et selon les besoins réels³⁵.

En plus du développement de l'infrastructure, l'organisation de base devra se concentrer sur l'élaboration des instruments juridiques et techniques pour son exploitation. Ainsi, la mise en place de l'organe de régulation régionale et du centre de coordination se justifiera quand les interconnexions entre les systèmes nationaux et les échanges

³⁴ Afin d'alléger davantage la structure de base, on peut considérer la possibilité de fusionner le Comité de Direction (PDG ou DG des sociétés d'électricité) est le Comité Exécutif (DG et/ou SG des administrations publiques de l'énergie). Ces deux comités sont composés d'experts du même niveau de compétences et devront être capables de se mettre d'accord sur les questions de principe afférentes à la mise en œuvre du PEAC.

³⁵ Les Accords-cadre décrivent d'ores et déjà quelques attributions de ces institutions qui n'existent encore, tandis que cela semble prématuré : les attributions des institutions centrales du PEAC devraient être définies dans les documents de base devant être développés ultérieurement par les experts en charge.

4. Conception du pool énergétique pour l'Afrique Centrale. . .



d'énergie atteindront un niveau suffisant. Il importe donc d'avoir une feuille de route précise pour accompagner l'évolution vers un pool énergétique opérationnel.

Cependant, à ce jour, la structure de base pour le développement du PEAC ne peut pas être considérée comme opérationnelle étant donné que les sous-comités techniques ne sont pas encore fonctionnels. Ce rapport propose les mesures pour rendre opérationnels les sous-comités techniques et recommande des programmes d'actions à l'horizon 2005 – 2010 pour réaliser la vision du PEAC dans les plus brefs délais.

5. METHODOLOGIE D'ELABORATION DES PROGRAMMES D' ACTIONS POUR LA MISE EN OEUVRE DU PEAC

5.1 APPROCHE METHODOLOGIQUE

La mise en place d'un marché organisé d'échanges d'énergie électrique en Afrique centrale exige d'une part l'interconnexion des systèmes des pays concernés et une capacité de production suffisante. D'autre part, elle exige aussi un cadre institutionnel et juridique facilitant les transactions. Cependant, dans son ensemble le secteur régional d'électricité ne possède pas d'infrastructure interconnectée et les cadres institutionnels et juridiques des secteurs nationaux ne sont pas harmonisés.

L'approche méthodologique utilisée pour élaborer le plan d'actions pour établissement du pool énergétique fonctionnel consiste à identifier les domaines d'intervention les plus critiques à court et moyen terme. Ces domaines ont été définis en tenant compte de l'expérience internationale et par rapport aux à la stratégie envisagée par PEAC qui est formulée comme suit .³⁶

1. Identification, études et réalisation des projets énergétiques pouvant servir à l'alimentation des pays de la sous-région.
2. Harmonisation des politiques et des plans directeurs nationaux de développement des systèmes électriques des pays de la sous-région en tenant compte de leurs impacts sur l'environnement.
3. Définition des règles techniques et commerciales d'échanges d'énergie électrique dans la sous-région.
4. Exploitation en commun, par des structures appropriées, des ouvrages et des lignes d'interconnexion impliquant plusieurs pays.
5. Assistance mutuelle en cas de situation complexe imprévisible dans le système électrique d'un pays membre (incendie, sécheresse, catastrophe naturelle...)

Ainsi, la mise en oeuvre de Pool Énergétique de l'Afrique Centrale devra nécessairement inclure les volets suivants :

- A.** Expansion de l'infrastructure régionale interconnectée et maximisation de son rendement dans les plus brefs délais :
- A.1 Construction de lignes de transport interconnectant les pays et permettant d'accroître le nombre et le volume de transactions d'échanges d'énergie électrique entre les participants.
 - A.2 Construction d'une capacité de production (nouveaux ouvrages et la réhabilitation des ouvrages existant) pour satisfaire la charge.

³⁶ Voir l'Accord Cadre Inter-gouvernemental et l'Accord Inter-sociétés.

5. Méthodologie d'élaboration des programmes d'actions pour la mise en oeuvre du PEAC. . .



A.3 Mise en place de nouveaux centres de dispatching dotés de logiciel, de moyens de télémessure et de télécommunication et mise à niveau des centres nationaux existant afin d'assurer leur compatibilité avec le nouveau système interconnecté.

B. Développement du système de gouvernance du PEAC :

B.1 Création d'un cadre juridique définissant les principes de base pour le marché d'électricité régional de la CEEAC et établissant un environnement favorable aux investissements afin de promouvoir la participation du secteur dans le financement des projets.

B.2 Etablissement d'un cadre technique de la gestion efficace des activités opérationnelles du PEAC.

B.3 La mise en place de la régulation régionale du PEAC.

C. Renforcement des capacités dans les institutions du PEAC, les ministères nationaux, les sociétés d'exploitation et autres organisations participant au secteur de l'électricité, afin de faciliter la mise en place du PEAC.

5.2 INFRASTRUCTURE INTERCONNECTEE DE LA CEEAC

L'infrastructure interconnectée créera des possibilités pour les échanges d'énergie électrique et facilitera la construction de nouvelles installations de production. On doit accorder la priorité à la construction de nouvelles lignes d'interconnexion et au renforcement des lignes existantes afin de mettre en service en premier les lignes qui sont les plus susceptibles de réduire le coût de l'électricité, d'améliorer la fiabilité de fourniture et d'augmenter le taux d'électrification de la région.

Depuis sa création le Secrétariat Permanent du PEAC a réussi à créer un portefeuille de projets d'électrification qui sont des candidats à considérer l'élaboration du schéma directeur régional. Etant donné que les ressources du PEAC sont limitées, il serait important de bien définir la liste de projets auxquels le PEAC accordera la priorité. L'inclusion de chaque projet dans le Schéma Directeur régional doit être justifiée par rapport au niveau d'énergie produite ou transitée, du taux de rentabilité économique et de l'impact économique et social du projet sur la sous-région.

En outre, le PEAC doit tenir compte de la concurrence avec d'autres régions dans sa stratégie de recherche de financement chez les bailleurs de fonds. Les ressources financières étant limitées au niveau international, le PEAC a besoin de définir une stratégie de développement réaliste ayant un impact direct sur les populations et respectueux de l'environnement. Elle doit aussi avoir le souci d'intégrer le principe de bonne gouvernance dans sa démarche de mise en place de l'infrastructure.

5.3 SYSTEME DE GOUVERNANCE DU PEAC

L'interconnexion des systèmes nationaux et la mise en place d'un marché régional de libre échange d'énergie électrique et des services auxiliaires impliquent la ratification

5. Méthodologie d'élaboration des programmes d'actions pour la mise en oeuvre du PEAC. . .



des actes légaux appropriés et la création d'institutions et de mécanismes de gestion communs par les états. Autrement dit, il s'agit de la création du système de gouvernance efficace.

Selon la Banque Mondiale, l'efficacité de la structure et du système de la gestion d'un pool énergétique peut être évaluée par rapport aux critères suivants :³⁷

- Le système d'échanges n'est pas contrôlé par un participant ni par un groupement de participants (autonomie) ;
- Le marché est efficient et équitable ;
- Le réseau réalise les résultats escomptés sur le plan de la fiabilité ;
- Le processus de prise de décisions est transparent ;
- L'organisation de pool énergétique et ses règles d'exploitation peuvent être modifiées dans des délais raisonnables ;
- Les coûts de la gouvernance sont minimisés.

Le système de gouvernance du PEAC doit être conçu pour être compatible avec la structure de secteur électrique régional de point de vue de la propriété des infrastructures et de l'attribution des fonctions spécifiques parmi les participants du marché. La structure du secteur est un facteur important car elle limite ce que la gouvernance et la régulation sont en mesure d'accomplir.

L'expérience d'autres pools électriques du continent africain démontre que ce système de gouvernance inclut trois éléments étroitement liés : (A) Le cadre juridique régional approprié, (B) Le cadre technique de gestion des activités relatives aux échanges d'énergie électrique au sein de pool énergétique et (C) La régulation régionale des activités opérationnelles du PEAC.

5.3.1 Cadre juridique régional pour le secteur d'électricité

En Afrique Centrale le sous-secteur d'électricité est caractérisé par la diversité de cadres juridiques des Etats Membres. Cette diversité est susceptible de créer des contraintes au développement et au fonctionnement efficace du PEAC. C'est ainsi qu'une des tâches du PEAC est de contribuer à l'harmonisation des politiques énergétiques nationales en liaison avec le Secrétariat Général de la CEEAC.

En effet, l'expérience internationale montre que cette tâche est difficile à accomplir et qu'il serait préférable de commencer par l'élaboration d'une loi-cadre de la CEEAC définissant les principes de base pour un marché ouvert de l'énergie au niveau régional. Cette loi devrait être acceptée et ratifiée par les Etats Membres qui seront ensuite tenus de se conformer aux exigences qu'elle impose en mettant à jour leurs cadres juridiques nationaux.

³⁷ Governance and Regulation of Power Pools and System Operators. An International Comparison. World Bank Technical Paper No 382, 1997.

5. Méthodologie d'élaboration des programmes d'actions pour la mise en oeuvre du PEAC. . .



5.3.2 Cadre technique de gestion des activités opérationnelles du PEAC

Il s'agit de l'élaboration des règles et des normes techniques pour le marché régional. La définition de règles d'exploitation d'un pool énergétique sous-entend la définition d'un ensemble d'exigences qui seront imposés aux opérateurs du pool énergétique et accepté par ces derniers. Ces exigences seront fonction de solutions techniques adoptées pour le PEAC.

En outre, les organes de gestion opérationnels devront être définis d'un commun accord par les sociétés d'électricité pour permettre l'application de ces règles et leur évaluation périodique.

5.3.3 Mise en place de la régulation régionale du PEAC

La structure organisationnelle du PEAC établie par l'Accord Cadre inter-gouvernemental inclut un organe de régulation régionale dont les attributions sont définies d'une manière non-limitative. Il s'agit ici de mettre en contexte de la fonction de la régulation régionale et d'élaborer des modalités de mise en œuvre de futur organe de régulation régionale.

Etant donné que les consultants n'étaient pas en mesure de passer dans les Etats Membres pour interviewer les régulateurs nationaux et faire l'état des lieux dans l'espace CEEAC, le plan d'actions a été élaboré sur la base des informations disponibles et par rapport à l'expérience dans ce domaine en Europe, aux Etats Unis et pour des projets similaires sur le continent africain.

5.4 RENFORCEMENT DES CAPACITES

La mise en œuvre d'un pool énergétique est un projet complexe qui requiert des compétences spécifiques pour l'élaboration des aspects techniques et juridiques. Il sera nécessaire de doter les experts impliqués de connaissances techniques, administratives et commerciales afin de maximiser le rendement technique et économique des nouvelles lignes d'interconnexion internationale et de moyens de production.

5.5 PROGRAMMATION DU PROCESSUS DE LA MISE EN OEUVRE DU PEAC

Comme l'infrastructure interconnectée et le système de gouvernance doivent être développés en parallèle, il est important de veiller à une bonne articulation dans le développement de ces deux éléments.

En effet, il ne serait pas raisonnable d'encourir le coût de fonctionnement d'un système de gouvernance du PEAC alors qu'il n'existe pas d'infrastructure et, par conséquent, d'activités d'échanges à faciliter. Il y a donc besoin de mettre en place de manière progressive des mécanismes et des organes de gestion au fur et à mesure que l'infrastructure se développe et de d'ajuster et de compléter le plan d'actions du PEAC en conséquence.

6. PLAN D' ACTIONS POUR L'ELABORATION DU SCHEMA DIRECTEUR EN SUPPORT DU DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS

6.1 INTRODUCTION

Lors de la conférence de Malabo en 2004, le Comité de Direction du PEAC a chargé le Secrétaire Permanent d'établir la liste des projets de développement d'infrastructure ayant pour objet de favoriser l'intégration des marchés électriques nationaux. Pour ce faire, le Secrétariat Permanent du PEAC a établi la liste provisionnelle de projets prioritaires pour la sous-région. Ces projets peuvent être répartis en trois catégories :

1. Les projets dits « des boulevards électriques » très haute tension à partir du site hydroélectrique d'Inga en République Démocratique du Congo. Il s'agit de liaisons avec les sous-régions au nord, au sud et à l'ouest du continent africain. Ces projets sont caractérisés par leur impact pan-africain et par l'implication des parties intéressées en dehors de la région de la CEEAC, leur grande taille et l'importance des investissements requis pour leur réalisation.
2. Les Projets Intégrateurs Prioritaires (PIP) haute tension de l'interconnexion des pays de la CEEAC. Il s'agit surtout de liaisons entre Angola, le Congo, la RDC, le Gabon et le Cameroun. Ces projets sont souvent liés aux programmes de réhabilitation de parc de production et aux projets à caractère industriel (fonderie d'aluminium etc.) que les promoteurs privés ont l'intention d'installer dans la région à condition de la disponibilité de l'énergie électrique fiable et à faible coût.
3. Les Projets d'Electrification Transfrontalière des Localités (PETL) moyen tension sont des projets d'électrification rurale situés à la frontière entre deux Etats Membres. Ces projets sont importants de point de vue de leur impact immédiat sur les localités rurales et du rôle du PEAC dans la promotion de la coopération internationale entre des Etats Membres.

Il est évident que l'envergure de ces trois types de projets n'est pas pareille et ils sont susceptibles d'avoir un impact différent sur le développement économique de la région.

Les choix des projets d'intégration prioritaires prennent également en compte les dimensions économiques et financières sur les économies nationales et sur les structures financières des parties prenantes aux projets, leur complémentarité avec les plans nationaux d'expansion des secteurs électriques, les politiques énergétiques nationales et environnementales).

L'étude préliminaire du schéma directeur pour l'électricité en Afrique Centrale a pour objet principal d'évaluer les besoins pour la mise en place du marché électrique régional, de mettre en place une méthodologie de planification des infrastructures électriques qui soit utilisable à la fois au niveau régional et au niveau national et enfin d'évaluer de façon quantitative les bénéfices apportés par l'intégration des marchés électriques nationaux au niveau régional. Ce sont ces deux derniers points qui sont plus particulièrement développés ici.

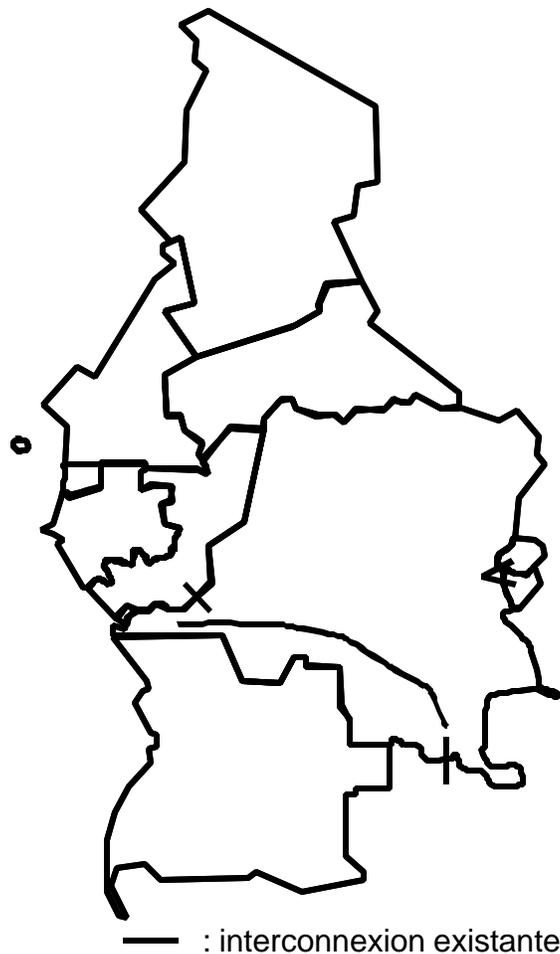
6.2 VUE D'ENSEMBLE DES INTERCONNEXIONS DE LA SOUS-REGION

Les interconnexions existantes dans la sous-région sont au nombre de trois :

- RDC - Congo : 60 MW en courant alternatif 225 kV
- RDC – SAPP (Zambie) : 250 MW en courant alternatif ligne 225 kV
- RDC – Rwanda – Burundi : 45 MW en courant alternatif 90 kV

Les interconnexions sont représentées dans la carte ci-après :

Figure 6.2.1 – Carte des interconnexions existantes en Afrique Centrale



Les interconnexions aujourd'hui sont peu nombreuses et ont toutes été construites au cours de la période 1970-1980 et elles relient la République Démocratique du Congo avec quatre de ses voisins : République du Congo, Zambie et Rwanda-Burundi.

6.3 METHODOLOGIE DE DEVELOPPEMENT DU PREMIER SCHEMA DIRECTEUR

La méthodologie repose sur l'utilisation d'un outil de modélisation et d'optimisation du développement des infrastructures électriques développé par l'Université de Purdue dans l'Indiana. Cette méthodologie et l'outil de modélisation a été développé pour les besoins spécifiques des pays en développement et est utilisé par le SAPP et le WAPP pour leurs études de planification économique. Cette expérience a été très utile pour nous permettre de modéliser dans les délais impartis les infrastructures électriques d'Afrique Centrale.

La méthodologie de développement du schéma directeur préliminaire est basée sur une approche en cinq phases :

1. Collecte des données sur les secteurs électriques nationaux ;
 2. Etablissement d'une base de données régionale sur les secteurs électriques ;
 3. Développement de deux scénarios de référence de développement des infrastructures électriques : un scénario « autonomie » et un scénario « libre-échange » ;
 4. Modélisation du plan de développement des infrastructures électriques selon les deux scénarios ;
 5. Comparaison des résultats obtenus et mise en évidence des bénéfices apportés par l'intégration des marchés électriques nationaux dans un pool électrique régional.
1. Collecte des données sur les secteurs électriques nationaux : eu égard aux délais serrés pour réaliser notre étude (sept mois), nous avons collecté les données immédiatement ou rapidement disponibles auprès du PEAC, des sociétés électriques nationale ou des Ministères de tutelle. Nous avons tout d'abord développé un questionnaire rassemblant toutes les données décrivant les infrastructures de production ou de transport d'électricité existantes ou les projets de production ou d'interconnexion transfrontalières envisagées. Nous avons mis à profit toutes les occasions de rencontre avec les experts techniques des sociétés électriques nationale pour partager et valider les données collectées par nos soins, en particulier lors du séminaire de formation des 14 et 15 février 2005 à Brazzaville.
 2. Etablissement d'une base de données régionale sur les secteurs électriques nationaux : une fois ces données collectées et validées, nous les avons rassemblées dans des fichiers Excel (un par pays) qui décrivent les infrastructures de production et de transport existantes ou futures. La description des données est détaillée dans la section [6.4](#) du présent rapport.
 3. Développement de deux scénarios de référence de développement des infrastructures électriques : pour mettre en évidence les bénéfices apportés par l'intégration régionale, nous avons développé deux scénarios de développement des infrastructures électriques.

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



- a. Le premier scénario, intitulé « autonomie » prévoit que les infrastructures électriques se développent sur une base nationale, en limitant le développement des interconnexions entre pays au seul projet très avancé à ce jour et qui est le doublement de l'interconnexion entre la RDC et la SAPP et qui consiste en un doublement des capacités de transport de la ligne reliant Inga en RDC à la Zambie.
- b. Le second scénario, intitulé « libre-échange » prévoit que les infrastructures électriques se développent sur une base régionale, en laissant les interconnexions se développer selon une trajectoire économique optimale qui cherche à minimiser le coût total de fonctionnement du système électrique au niveau régional et également en laissant apparaître des interconnexions avec les autres pools régionaux africains dans la période 2015-2025³⁸.

Un certain nombre d'hypothèses sont communes aux deux scénarios et elles concernent la prévision de la demande électrique, le taux d'actualisation, les coûts de référence et les délais de construction des infrastructures. Ces hypothèses communes sont détaillées ci-dessous :

- a. La croissance de la demande est supposée être de 5% par an dans tous les pays du CAPP à la fois pour la demande de pointe et la demande en énergie totale. L'approche est celle de l'utilisation d'une heure/jour/saison/année-type pour développer une demande chronologique plutôt que l'approche par monotone de demande.
- b. Le coût de la demande non satisfaite a été fixé à 140 US\$/MWh. Cette valeur a été estimée par l'équipe « Purdue University's State Utility Forecasting Group (SUFG) » et utilisée précédemment pour la modélisation de SAPP et plus récemment avec les planificateurs de WAPP et de la CEDEAO. C'est le coût de production d'énergie répartie. Il est possible que cette valeur soit trop basse et doive être revue par le PEAC, en fonction des coûts d'investissement et de fonctionnement, du type de technologie et de la durée de vie des équipements des installations d'énergie répartie.
- c. Une pénalité de \$3Million/MW pour la demande de pointe non satisfaite.
- d. La valeur de l'eau a été supposée de 0,5 US\$/MWh. La valeur de l'eau peut soit être estimée à partir des coûts environnementaux dus aux niveaux de l'eau et aux flux an aval, soit à partir du coût d'opportunité de l'utilisation de la quantité limitée d'eau dans le réservoir. La valeur varie d'un pays à l'autre et peut être soit égale au prix du pétrole soit nulle. Lors de discussions avec SAPP, les valeurs de 0,5 US\$/MWh et 1,5 US\$/MWh ont été débattues, et le choix s'est finalement porté sur la plus basse. Cette dernière valeur est couramment utilisée pour WAPP.
- e. Le productible moyen d'un ouvrage hydraulique est fonction des chroniques d'apport en eau et cette information nécessite des études hydrologiques assez poussées pour chacun des barrages existants et candidats. Aucune donnée

³⁸ Même si des interconnexions entre le PEAC et les autres pools énergétiques africains sont susceptibles de se réaliser avant l'année 2015, nous avons volontairement décalé leur mise en service après 2015 pour comparer les **bénéfices intrinsèques** que la sous-région tirerait d'un développement d'un marché régional par rapport à un fonctionnement où les pays resteraient autonomes pour leur approvisionnement en électricité.

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



n'étant disponible lors de la préparation de ce rapport, la valeur du productible moyen a été estimée à 70% de la capacité de production installée. Quand les données nécessaires seront disponibles, elles ont été rentrées dans le modèle. Le niveau d'eau dans les réservoirs fournit le niveau de production potentiel. Ce niveau varie considérablement d'une saison à l'autre.

- f. Les coûts de combustibles sont supposés être entre 50 et 60 US\$/MWh, ce qui correspond à une hypothèse de prix de baril de pétrole brut de 35 US\$. Ils peuvent varier en fonction de la localisation de la centrale et de sa vétusté.
 - g. La marge de réserve a été établie à 19% pour les centrales thermiques et 10% pour les centrales hydrauliques. Ces valeurs étaient à l'origine de nos travaux en Afrique du Sud établies pour l'ensemble du système au niveau national. Depuis deux ans, les travaux sur l'Afrique australe ont incorporés des hypothèses par centrale. Ces valeurs devront être validées par le PEAC une fois les statistiques de production disponibles.
 - h. Le taux d'arrêt programmé et fortuit des centrales ont été établis à 4% et 2% respectivement. Ces valeurs sont basses et devront être validées par le PEAC une fois les statistiques de production disponibles. Les capacités entrées dans le modèle sont les capacités disponibles et non les capacités installées.
 - i. Les hypothèses de coûts d'investissement pour les nouvelles lignes sont critiques pour les résultats de CAPP, en termes de l'évaluation des bénéfices de la mise en commun des capacités de production. Les hypothèses utilisées dans la version préliminaire du modèle sont 100 USD/kW pour les lignes les plus courtes et 300 USD/kW pour les lignes à courant continu les plus longues. Ces coûts seront réévalués quand les longueurs et spécifications techniques des lignes sont connues avec précision, sur la base des études techniques détaillées.
 - j. Le facteur de perte des lignes de transport est établi à 5% quelle que soit la longueur. Ces hypothèses seront à revoir lorsque les spécifications techniques des lignes seront connues avec précision. Le taux d'indisponibilité des lignes est pris égal à 2 %.
 - k. Le coût d'investissement des nouvelles centrales est de 300 USD/kW pour les turbines à gaz et de 500 USD/kW pour les cycles combinés.
 - l. Pour les centrales hydroélectriques, les coûts d'investissement sont ceux donnés lors des valeurs communiquées par les experts planification des sociétés nationales d'électricité.
4. Modélisation du plan de développement des infrastructures électriques selon les deux scénarios : pour décrire les différentes étapes qui vont rythmer le développement du marché régional, nous avons développé deux scénarios de référence qui prennent à la fois en considération le développement des infrastructures de production de grand transport et de transport national d'électricité selon l'hypothèse que les interconnexions électriques ne se développent pas ou au contraire qu'elles se développent dans le cadre de la mise en place d'un marché basé sur le libre échange des flux d'énergie entre pays interconnectés. La date de mise en service des ouvrages électrique est planifiée pour satisfaire la demande nouvelle qui apparaît dans les différents pays qui composent la CEEAC. L'addition de nouvelles capacités de production est soit à une demande électrique

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions . . .



supplémentaire, comme par exemple un nouveau projet industriel, soit pour équilibrer la demande nationale et garantir un taux minimal d'autosuffisance.

Le modèle d'optimisation économique que nous avons utilisé pour calculer le coût optimal de développement des infrastructures électriques

Les très grands projets tels que Inga III et Grand Inga sont d'une dimension telle en terme d'ajouts de capacité de production qu'ils ne peuvent être justifiés qu'à l'échelle du continent africain dans sa totalité. Nous avons considéré que le projet Inga III ne se réalisait qu'avec la mise en service du corridor Ouest (WestCor project) du SAPP et Grand Inga qu'avec la réalisation des interconnexions avec les autres pools électriques africains (WAPP, MEDELEC et EAPP).

La fonction objectif que le modèle cherche à minimiser est la fonction de coût complet du système électrique régional qui est donnée par l'équation suivante :

$$\min \sum_{y=1}^Y \frac{\sum_i \sum_z \sum_t \overline{c(i,z)} PG(i,z,t,y) + \overline{UEcost} UE(z,t,y) + \overline{UMcost} UM(z,y)}{(1+\overline{disc})^t} + \sum_{y=1}^Y \sum_{z=y}^Y \frac{\overline{c}rf \ expcost(i,z) PGexp(i,z,y)}{(1+\overline{disc})^t}$$

dans laquelle, pour toutes les années (y) de l'horizon de modélisation, toutes les heures (t), toutes les centrales de production (i) et tous les pays (z), il s'agit de minimiser la somme actualisée des coûts de production d'électricité : $[c_{(i,z)} PG_{(i,z,t,y)}$], les coûts de l'énergie non-distribuée : $[UEcost UE_{(z,t,y)}$], les coûts de la puissance non satisfaite : $[UMcost UM_{(z,y)}$] et les annuités d'investissement de l'augmentation des capacités par MW : $[c_{rf} expcost(i,z) PGexp(i,z,y)] / [(1+disc)^t]$.

Les coûts de production de l'électricité comprennent les coûts suivants :

- Coût d'investissement capital annuel par centrale
- Coûts fixes d'opération et d'entretien (O & M)
- Coûts variables d'opération et d'entretien (O&M)
- Coûts de combustibles
- Coût de l'eau

Coût de l'énergie non distribuée (s'il en existe)

Coût de la puissance non satisfaite (s'il en existe)

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



L'optimisation des coûts s'effectue en utilisant l'algorithme d'optimisation CPLEX de l'éditeur de logiciel GAMS (General Algebraic Modeling System) et sous les contraintes suivantes :

- Conservation de l'énergie : à toute heure (t), toute l'énergie produite dans un pays z plus la somme des énergies importées (diminuées des pertes de transport) est égale à la demande dans le pays z plus la somme des quantités d'énergie exportée vers tous les autres pays.
- Contrainte de production : à toute heure (t), la production d'une centrale (i) est inférieure ou égale à la puissance disponible de la centrale.
- Contrainte de transit : à toute heure (t), la puissance transitée par une ligne d'interconnexion est inférieure ou égale à la puissance disponible de la ligne.
- Contrainte de réserve : à toute heure (t) et pour tout pays (z), la somme de la capacité totale de toutes les centrales dans un pays z, moins leurs marges de réserve, plus les MW non satisfaits dans le pays z sera toujours supérieure ou égale à la demande de pointe du pays z plus la somme des exigences de réserve pour toutes les centrales i dans le pays z.

Les autres hypothèses structurantes que le modèle utilise sont les suivantes :

- Le modèle est de type "cash flow"; les dépenses sont enregistrées pendant l'année en cours.
- Aucun besoin de faire la collecte de données sur coûts engagés (coûts d'investissements passés, etc.), seulement les coûts incrémentiels sont pris en compte (y compris les coûts d'exploitation des ouvrages existants).
- Le modèle suppose que les achats d'équipement soient financés par l'emprunt d'argent — donc l'achat d'équipement se révèle en coût annualisé, équivalent au facteur de recouvrement du capital multiplié par le coût d'études, d'achat et de construction (en anglais Engineering, Procurement, and Construction - EPC), pour chaque année suivant la date d'achat.
- Les coûts d'opération des centrales (combustibles, O&M variable, coûts de l'eau) sont équivalents aux coûts marginaux incrémentiels pour chaque centrale, et non les coûts marginaux inférieurs à cause de contrats "Take or Pay".
- Les coûts de l'équipement sont pris égaux aux coûts EPC, non compris les coûts de financement.
- Les coûts fixes de l'exploitation-maintenance (O&M) (USD/kW/an) sont pris en compte uniquement pour les nouvelles centrales et pas pour les centrales existantes.
- Les pertes en ligne sont pris en compte pour les ligne nouvelles.
- Les capacités des ligne sont prises égales à la capacité maximum de transfert, et pas à la capacité maximale de la ligne.

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . . .



- Les capacités de production sont prises égales à la capacité nette effective et non pas la capacité potentielle maximum.
- Les valeurs de demande ($D(z,t,y)$) sont prises égales aux demandes injectées et pas égales aux demandes soutirées.

Les principaux projets structurant du scénario de référence sont présentés dans le Tableau 6.3.1 ci-après :

Tableau 6.3.1 : Liste et calendrier indicatif des projets structurant du PEAC³⁹

Période / Infrastructure	2005 - 2010	2010-2015	2015 - 2020	2020 – 2025
500 KV et +	Etudes de faisabilité interconnexions entre pools Etudes de stabilité des réseaux de transport Interconnexion RDC – SAPP est	Etude détaillée plus financement interconnexion Inga – Angola SAPP ouest (West cor) + Etude détaillée plus financement interconnexion Inga – WAPP Etude de faisabilité interconnexion Inga- Egypte + Etude de faisabilité interconnexion RDC - EAPP	Interconnexion RDC – Angola SAPP ouest (West cor) + Interconnexion RDC – WAPP Etude détaillée plus financement interconnexion Inga – Egypte MEDELEC + Etude détaillée plus financement interconnexion RDC – EAPP	Interconnexion Inga - Egypte MEDELEC
Production	Réhabilitation Inga 1 et 2 (+1000 MW) + 100 MW additionnels sur reste Afrique Centrale (hydraulique)	Préparation Inga 3 + centrales cycle combiné à gaz (+200-500 MW) + Barrages hydroélectriques au Congo, Gabon et Cameroun	Mise en service Inga 3 (+ 5000 MW) Préparation Grand Inga + Barrages hydroélectriques au Congo, Gabon et Cameroun	Mise en service Grand Inga (+ 40 000 MW)
Transport 400 – 225 kV	Ligne Inga - Loudima – Mouila Ligne Oyomabang - Mangombe	Ligne Inga - Loudima – Mouila – Ndouaniang Ligne Oyomabang – Mangombe - Bekoko	Ligne Inga - Loudima – Mouila – Ndouaniang - Bata Ligne Oyomabang – Mangombe - Bata	Antenne Oyomabang- Bangui et N'djamena Développement ligne Brazzaville – Moanda – Ndouaniang
Demande électrique totale de l'Afrique Centrale (GWh)	2 720 GWh en 2005 – 3 471 GWh en 2010	3471 GWh en 2010 – 4 432 GWh en 2015	4 432 GWh en 2015 5 565 GWh en 2020	5 565 GWh en 2020 7 217 GWh en 2025

³⁹ La liste des projets structurants reprend les projets de grande échelle identifié par PA lors de la phase de collecte des données. Le calendrier de réalisation des différents études et mise en service des infrastructures est donné à titre indicatif et reprend les grandes étapes de mise en service des infrastructures de production et de

5. Comparaison des résultats obtenus et mise en évidence des bénéfices apportés par l'intégration des marchés électriques nationaux dans un pool électrique régional : la comparaison des résultats obtenus par la modélisation des deux scénarios est détaillée dans la section 6.5 ci-après.

6.4 BASE DE DONNEES ELECTRIQUE REGIONALE

Les données nécessaires au développement du schéma directeur régional et qui composent la base de données régionale sont récapitulées ci-après. Toutes les valeurs ne sont pas encore renseignées de façon individuelle pour l'ensemble des ouvrages de production et de transport et ont été renseignées par des valeurs de référence en provenance du WAPP et du SAPP pour permettre au modèle d'optimisation de fonctionner.

Le Tableau suivant présente les champs de la base de données régionale :

Tableau 6.4.1 – Structure et champs de la base de données

<i>Production électrique existante et future</i>	
<i>Production thermique</i>	<i>Production hydraulique</i>
» Nom centrale	» Nom centrale
» Type (turbine à gaz, turbine fioul, cycle combiné gaz, charbon,...)	» Type (fil de l'eau, réservoir)
» Capacité nette disponible	» Capacité nette disponible
» Capacité additionnelle disponible	» Capacité additionnelle disponible
» Taux d'indisponibilité fortuit et programmé	» Taux d'indisponibilité fortuit et programmé
» Dépenses d'exploitation	» Dépenses d'exploitation
» Coûts de combustible	» Coûts de combustible
» Coûts de capital	» Coûts de capital
» Date de mise en service	» Date de mise en service
» Date de mise hors service	» Date de mise hors service

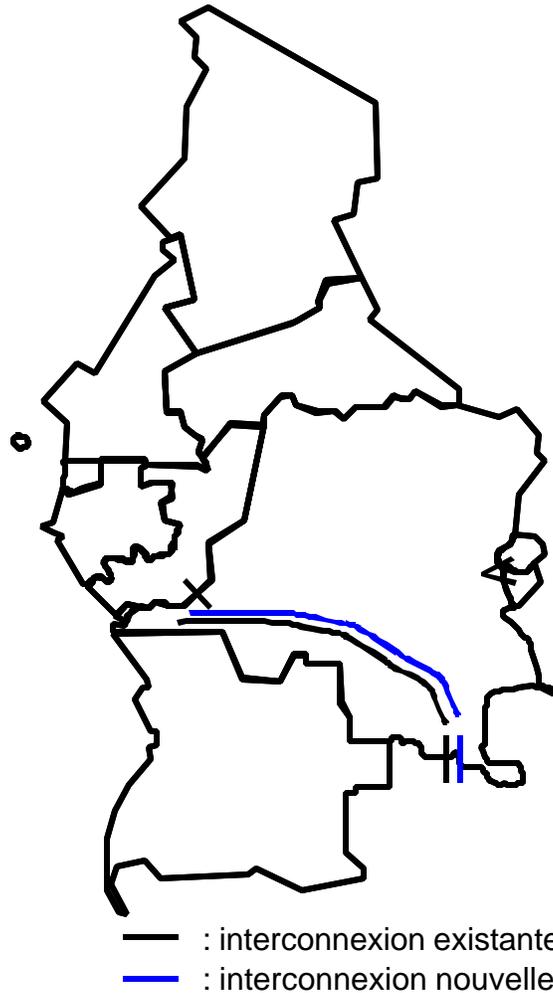
<i>Demande électrique</i>	<i>Interconnexions trans-frontalières existantes et future</i>
	<i>Transport</i>
	<i>pays A – pays B</i>
» Demande nationale existante	» Numéro interconnexion
» Demande future 2005-2020, y compris projets industriels et électrification rurale	» Nom ligne existante
	» Capacité de transport permanente A vers B
	» Capacité de transport permanente B vers A
	» Taux d'indisponibilité fortuit et programmé
	» Dépenses d'exploitation
	» Coûts de combustible
	» Coûts de capital
	» Date de mise en service
	» Date de mise hors service

6.5 RESULTATS DU PREMIER SCHEMA DIRECTEUR ELECTRIQUE REGIONAL

Une fois les données descriptives des secteurs électriques nationaux qui composent la sous-région saisies dans le modèle d'optimisation, nous avons modélisé le développement des infrastructures de production et de transport pour les deux scénarios « autonomie » et « libre-échange ».

Les cartes suivantes présentent les interconnexions entre les pays selon les deux scénarios en 2015 :

Figure 6.5.1 – Carte des interconnexions en 2015, scénario « autonomie »

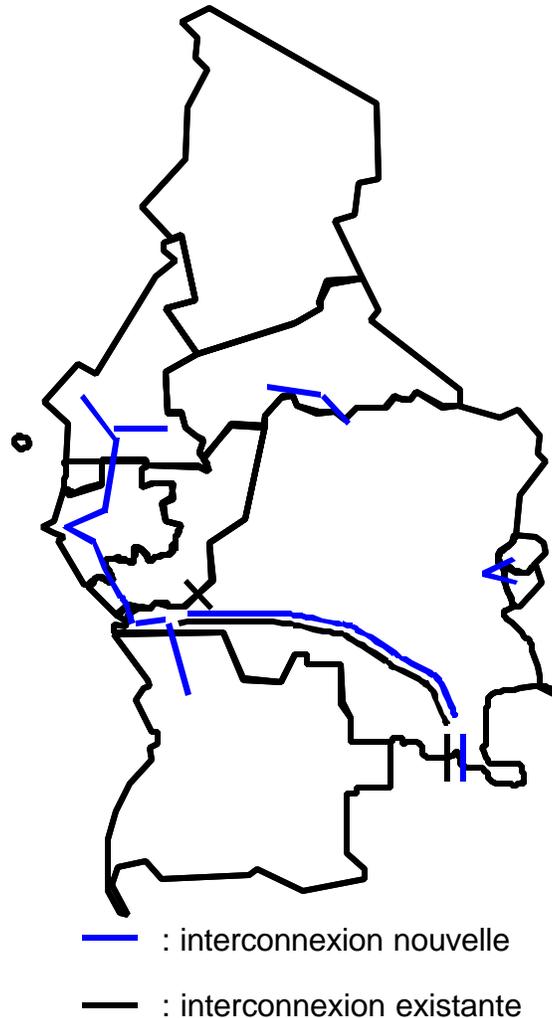


Note : le tracé des lignes est indicatif

Dans le scénario "autonomie", seule l'interconnexion Inga-Zambie est mise en service pendant la période 2005-2015. La capacité de l'interconnexion est doublée pour atteindre 500 MW de capacité.

La carte suivante présente les interconnexions qui se développent dans le cas du scénario « libre-échange » :

Figure 6.5.2 – Carte des interconnexions en 2015, scénario « libre-échange »



Note : le tracé des lignes est indicatif

Dans le cas du scénario « libre-échange », les interconnexions se développent dans trois régions principalement :

- L'axe Angola, RDC Ouest, Congo-Brazzaville, Gabon, Cameroun se développe pour former un premier sous-marché reliant les plus grands pays en matière de consommation d'électricité
- Le Nord du RDC et la RCA développent un projet commun pour alimenter la région.
- Le RDC Est, le Rwanda et le Burundi développent un projet commun (rénovation et extension des centrales Ruzizi)

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



Des économies importantes sont à attendre sur la période 2005-2015 par suite d'une approche régionale, plutôt que nationale, de la programmation des investissements et du fonctionnement du système électrique, comme le montre le diagramme suivant :

Figure 6.5.3 – Comparaison des coûts de développement des infrastructures entre les deux scénarios (million USD)

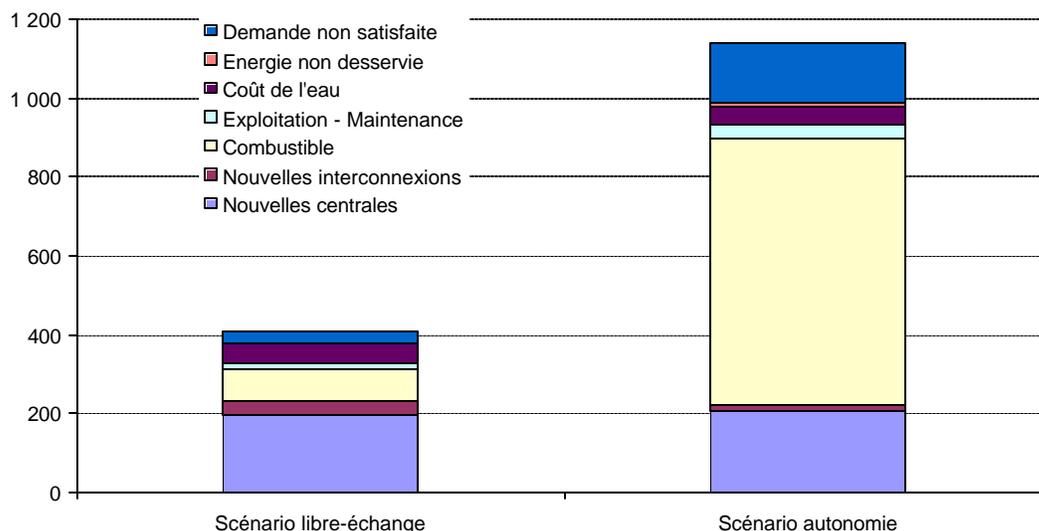


Table 6.5.1 - Comparaison des coûts des deux scénarios sur la période 2005-2015 (million USD)

Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
197	36	78	15	51	0	30	407
Scénario autonomie							
206	18	671	39	46	6	154	1140
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
9	-18	593	24	-5	6	124	733

La Figure 6.5.3 ainsi que le Tableau 6.5.1 montrent que les économies à court terme résultent du dispatch au niveau régional des moyens de production pour satisfaire la demande régionale, ainsi que de la satisfaction des besoins de réserve au niveau régional plutôt qu'au niveau national. A long terme, les gains sont le résultat d'une planification optimisée au niveau régional des nouveaux moyens de production. Comme l'indique la différence des coûts entre le scénario « autonomie » et le scénario « libre-échange » le gain de l'intégration régionale est de plus de 50%, soit environ 730 million d'USD sur la décennie.

Les causes de ces économies sont multiples :

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .

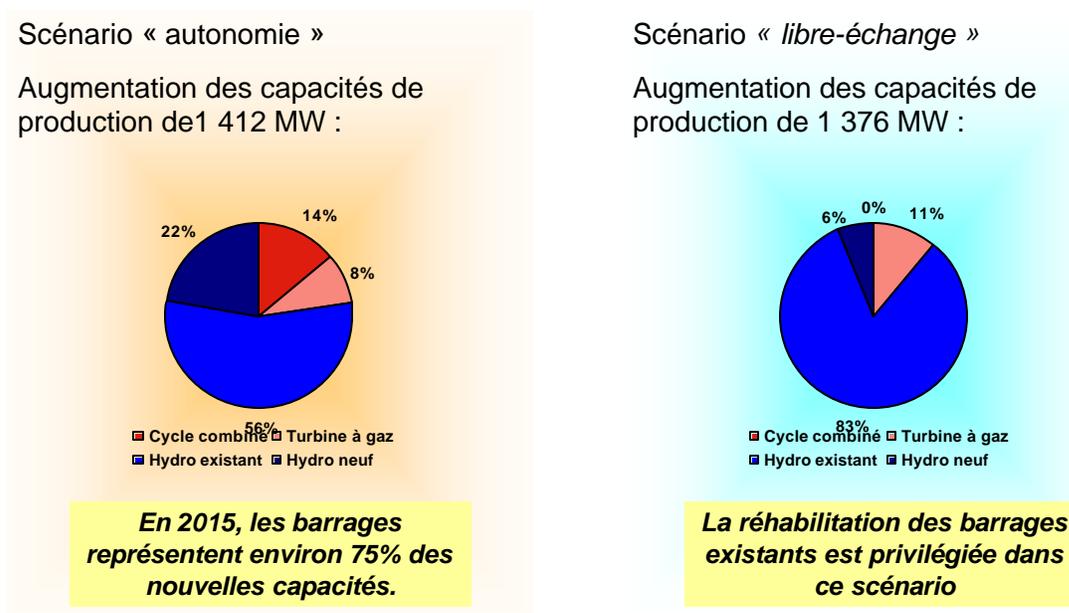


1. L'utilisation du surplus de capacité hydraulique de la région qui permet de remplacer la production de plusieurs unités thermiques moins efficaces et plus chères. Ceci réduit les coûts de combustibles de \$671 à \$78 million, soit une économie de plus de 590 millions d'USD.
2. Les besoins moindres de nouvelles capacités grâce à l'optimisation régionale obtenue malgré le surcoût lié à la construction des interconnexions. Ce poste pris dans son ensemble est néanmoins légèrement négatif : - 9 million USD (9-18)
3. Des coûts d'exploitation-maintenance réduits, résultant en un gain de 24 millions d'USD.
4. Et finalement des gains dus à la diminution de l'énergie et de la demande non satisfaite, soit 130 millions d'USD.

Bien que tous les pays bénéficient des échanges, certains pays en bénéficient plus que d'autres. Ceci est dû aux gains proportionnellement plus importants des pays transitaires—ces pays qui achètent à un pays pour revendre à un autre—tandis que les gains sont partagés également entre pays exportateurs nets et pays importateurs nets. L'allocation des gains entre producteurs, acheteurs et transitaires sera donc une des tâches critiques du CAPP. Les gains à répartir sont les plus importants jamais vus par le « Power Pool Development Group », ce qui rend leur partage un enjeu significatif. Les gains à réaliser sont d'une telle taille car les différentiels de coûts de production entre pays sont très importants et les excédents de capacités varient beaucoup d'un pays à l'autre. Il en découle que des gains significatifs peuvent être réalisés grâce à l'optimisation régionale.

La Figure suivante montre la répartition des capacités de production nouvelles construites par catégorie, selon les deux scénarios:

Figure 6.5.4 – Capacités développées par catégorie en 2015, selon les deux scénarios



Les capacités de production construites dans les deux scénarios sont équivalentes en matière de puissance totale installée : 1 412 MW dans le scénario « autonomie » contre 1 376 MW dans le scénario « libre-échange ». Le mix de capacités développées est notablement différent : dans le cas de l'autonomie, ce sont les moyens de production neufs qui sont développés : hydraulique et thermique principalement.

Les résultats détaillés mettent en évidence des économies substantielles pour tous les pays, à l'exception des pays qui deviennent des exportateurs de volumes d'énergie important comme le Congo et la RDC. Un surcoût est constaté, mais il est contrebalancé par les revenus supplémentaires tirés des transit d'électricité dans la cas de la République du Congo et des ventes d'électricité à l'exportation pour la RDC.

Les économies principales sont :

- Des capacités de production qui ne sont pas construites dans les pays importateurs
- D'importantes économies de combustibles permises par l'utilisation d'électricité importée meilleur marché que si elle devait être produite localement.
- Des réductions de coûts obtenus par la diminution de l'énergie et de la demande électrique non satisfaite.

Les tableaux des résultats par pays sont donnés ci-après :

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



Table 6.5.2 – Comparaison des coûts des deux scénarios par pays sur la période 2005-2015 (million USD) (1/2)

Angola - 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
45	0	5	2	6	0	0	58
Scénario autonomie							
102	0	79	7	9	0	0	197
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
57	0	74	5	3	0	0	139
Burundi 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
0	2	0	0	0	0	0	2
Scénario autonomie							
6	0	0	0	0	0	0	6
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
6	-2	0	0	0	0	0	4
Cameroun 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
1	5	0	5	14	0	0	25
Scénario autonomie							
21	0	0	7	14	0	0	42
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
20	-5	0	2	0	0	0	17
Congo 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
0	18	0	0	1	0	0	19
Scénario autonomie							
0	0	0	0	1	0	0	1
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
0	-18	0	0	0	0	0	-18
Gabon 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
82	0	59	2	0	0	0	143
Scénario autonomie							
82	0	485	18	0	0	0	585
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
0	0	426	16	0	0	0	442

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



Table 6.5.3 – Comparaison des coûts des deux scénarios par pays sur la période 2005-2015 (million USD) (2/2)

RDC 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
58	11	0	6	29	0	0	104
Scénario autonomie							
58	18	0	4	19	0	0	99
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
0	7	0	-2	-10	0	0	-5

Rwanda 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
3	0	9	0	0	0	0	12
Scénario autonomie							
7	0	69	3	0	6	56	141
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
4	0	60	3	0	6	56	129

RCA 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
8	0	0	0	1	0	30	39
Scénario autonomie							
10	0	0	0	1	0	98	109
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
2	0	0	0	0	0	68	70

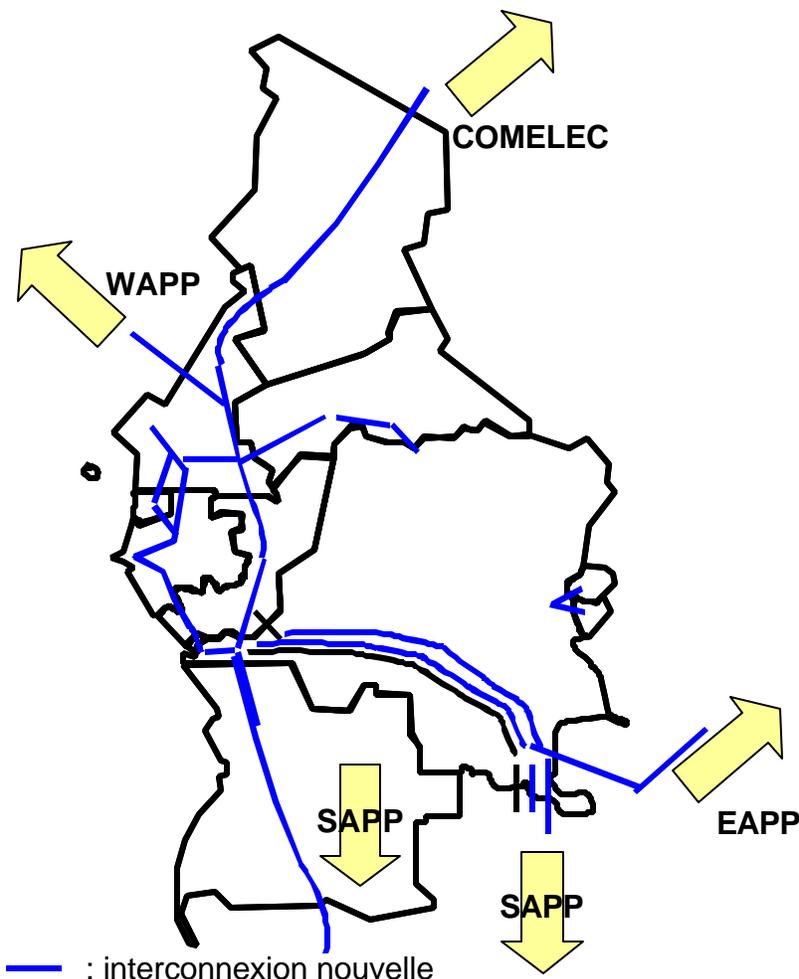
Tchad 2005-2015							
Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL
Scénario libre-échange							
0	0	5	0	0	0	0	5
Scénario autonomie							
0	0	38	0	2	0	0	40
Différence (autonomie) - (libre-échange)							
0	0	33	0	2	0	0	35

Source : PA, modèle Purdue University

Nota bene : les résultats pour la Guinée Equatoriale et Sao Tome e Principe ne sont pas inclus dans cette liste.

La carte suivante présente les interconnexions en 2025 qui se sont développées dans le cas du scénario « libre-échange » entre 2005 et 2025 :

Figure 6.5.5 – Carte des interconnexions en 2025, scénario « libre-échange »



Note : le tracé des lignes est indicatif

Note : dans le cas du scénario « autonomie, aucune interconnexion n'est construite pendant la période. La carte de la Figure 6.5.1 reste valable pour la période suivante.

Dans le cas du scénario « libre-échange », les interconnexions se développent sur l'ensemble de la sous-région et tous les pays continentaux sont reliés avec au moins un pays d'Afrique centrale, avec des interconnexions avec les pools énergétiques suivants, comme indiqué dans la table suivante :

Table 6.5.4 – Capacités d'interconnexions développées en 2025 entre le PEAC et les autres pools énergétiques d'Afrique

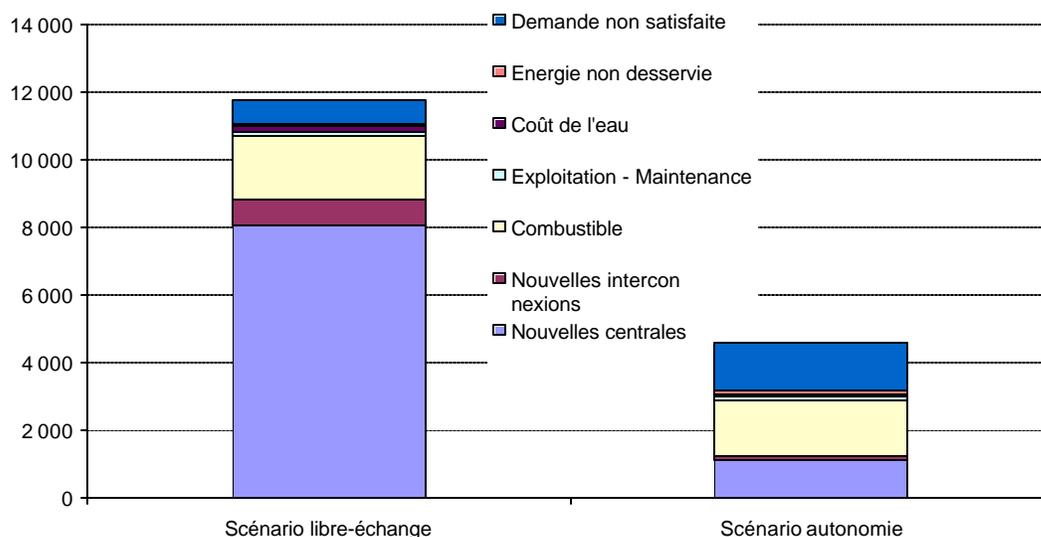
Nom du pool électrique régional	Capacités construites sur la période 2015 –2025 (MW)
SAPP	2 000
EAPP	1 000
WAPP	1 000
MEDELEC	4 000
Total des augmentation de capacités d'interconnexion depuis l'Afrique centrale	7 000 MW

Note : ces valeurs sont inférieures au capacités annoncées pour les différents projets d'interconnexion pris individuellement. Nous avons retenu ces valeurs pour tenir compte du fait que l'ensemble de ces interconnexions pourraient ne pas se réaliser au cours de la période d'étude mais seulement après celle-ci.

Au cours de cette phase, d'importantes interconnexions se développent, en particulier pour permettre l'écoulement des capacités développées en Afrique Centrale, et en particulier l'aménagement du site d'Inga, Inga 3 et Grand Inga en particulier en RDC.

La comparaison des résultats entre les deux scénarios pour la période 2015-2025 est donnée dans la Figure 6.5.6 et la Table 6.5.5 suivantes :

Figure 6.5.6 – Comparaison des coûts de développement des infrastructures dans les deux scénarios sur la période 2015-2025 (million USD)



Dans le cas du scénario « libre échange », les coûts totaux de développement du système interconnecté sont plus importants que dans le cas du scénario « autonomie », ce qui se justifie par la construction d'ouvrages de production et de transport supplémentaires pour faire face à la demande supplémentaire induite par les interconnexions avec les autres pools énergétique. Entre 2015 et 2025 :

- Dans le scénario « libre échange », environ 14 000 MW de capacités de production sont mises en service, correspondant à un « coût complet » annualisé de 800 USD/MW construit ;
- Dans le scénario « autonomie », seulement 2 280 MW de capacités de production sont mises en service, correspondant à un « coût complet » de 1 929 USD/MW construit.

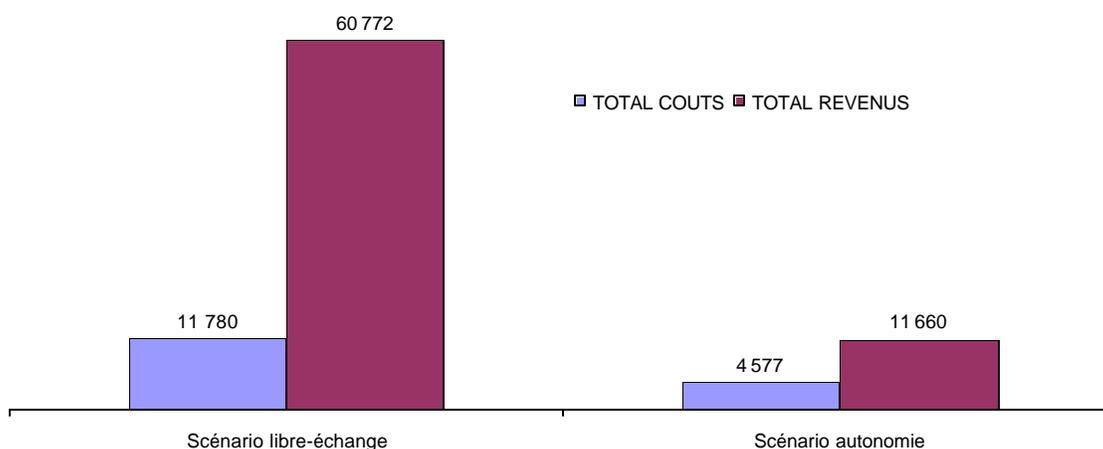
En revanche, les coûts de l'énergie non distribuée et de la demande non-satisfaite sont réduits dans le cas du scénario « libre-échange », comme indiqué dans la table suivante :

Table 6.5.5 - Comparaison des coûts des deux scénarios sur la période 2015-2025 (million USD)

Nouvelles centrales	Nouvelles interconnexions	Combustible	Exploitation - Maintenance	Coût de l'eau	Energie non desservie	Demande non satisfaite	TOTAL COÛTS	TOTAL REVENUS
Scénario libre-échange								
8 053	746	1 887	128	173	42	751	11 780	60 772
Scénario autonomie								
1 135	132	1 640	89	92	81	1 408	4 577	11 660
Différence (autonomie) - (libre-échange)								
-6 918	-614	-247	-39	-81	39	657	-7 203	-49 112

La comparaison des revenus et des coûts associés pour chacun des scénarios est illustré par le graphique suivant :

Figure 6.5.7 - Comparaison des revenus et des coûts pour les deux scénarios pour la période 2015-2025 (million USD)



Comme le graphique ci-dessus l'indique, les surcoûts liés au développement du marché régional et des exportations à destination des pools régionaux africains sont largement compensés par les revenus supplémentaires générés par les exportations et les transits d'électricité au travers des pays traversés par les lignes de transport.

6.6 PROCHAINES ETAPES

A court et moyen terme, le PEAC doit lancer les actions suivantes dans les domaines de la planification et de l'exploitation des systèmes interconnectés :

- Constitution des sous-comités techniques et concertation sur les projets bilatéraux :

6. Plan d'actions pour l'élaboration du schéma directeur en support du développement des interconnexions. . .



- Formation des experts des sous-comités techniques à la méthodologie de planification par l'organisation de séminaires de formation à la méthodologie et aux outils de planification
- Établissement d'un système de communication régional intégré pour les experts des pays pour permettre les communications entre experts et limiter les coûts inhérents aux échanges
- Création d'un site web du PEAC : accès aux informations et données sur les secteurs et forum de discussion entre experts, avec une administration centrale des données et des droits d'accès privilégiés aux experts des sociétés électriques et des administrations des Ministères de tutelle
- Organisation de la collecte des données pour alimenter la base de données du PEAC :
 - Harmonisation des concepts et la définition des indicateurs de suivi des projets d'infrastructure électrique.
 - Harmonisation des méthodes de collecte des données techniques pour enrichir la base de données régionale, en support également de la création de la base de données sur les secteurs électriques africains en cours de développement par l'UPDEA.
 - Définition et mise en place du processus de collecte, mise à jour et validation des données transmises par les experts des sociétés par le personnel du PEAC chargé d'administrer la base de données sur les secteurs électriques.

7. PLAN D' ACTIONS POUR LA MISE EN ŒUVRE DU SYSTEME DE GOUVERNANCE DU PEAC

Afin d'assurer le fonctionnement efficace du PEAC, il est nécessaire d'établir un système de gouvernance comprenant des aspects institutionnels et opérationnels. Il s'agit principalement de développer un cadre juridique et de régulation et un cadre technique de gestion des activités opérationnelles du PEAC.

7.1 CADRE JURIDIQUE POUR LE SECTEUR ELECTRIQUE REGIONAL

L'expérience disponible dans d'autres sous-régions africaines, permet d'affirmer que l'instauration d'un cadre juridique accepté et ratifié par les Etats Membres serait d'une importance primordiale pour la CEEAC. Ceci découle du fait que les législations nationales relatives au secteur électrique ne sont pas homogènes et qu'il n'existe pas de législation régionale régissant les échanges d'énergie transfrontaliers.

Toutefois, le Traité instituant la CEEAC accorde à son Conseil de Ministres le droit⁴⁰ de prendre toutes les dispositions réglementaires afin d'harmoniser et coordonner leur politique et activités dans le domaine de l'énergie.

Le cadre juridique régional doit établir au minimum les principes de base suivants :

- Libre échange de l'énergie, des équipements, produits énergétiques et services connexes entre les Etats Membres.
- Droit d'accès de tiers aux réseaux de transport, règles de base pour le transit de l'énergie et autres dispositifs pour un marché régional équitable.
- Règles de traitement non-discriminatoire des opérateurs du marché.
- Mécanismes de résolution des conflits.
- Régulation régionale des activités du système d'échanges d'énergie.
- Protection de l'environnement et développement de l'efficacité énergétique.
- Protection des droits des participants et des capitaux privés en vue d'assurer un environnement favorable aux investissements.

On peut noter que certains dispositifs indiqués ci-dessus sont d'ores et déjà reflétés dans l'Article 4 portant « Obligations des parties » de l'Accord Cadre Inter-gouvernemental sur la création du PEAC signés par les Ministres de l'Energie de la CEEAC en avril 2004. Néanmoins, les obligations de cet accord sont élaborées d'une manière générale et devront être détaillées dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle loi-cadre régionale. Cette loi sera soumise à la ratification des parlements des Etats Membres qui seront ensuite tenus d'harmoniser leurs législations nationales respectives pour s'y conformer.

⁴⁰ Cf articles 2 et 7 du Protocole relatif à la coopération en matière d'énergie entre les Etats Membres (Annexe XIII du Traité).

Au niveau international l'exemple type de loi-cadre supra-régional pour le secteur d'énergie est la Charte Européenne de l'Energie à laquelle ont adhéré plus de 50 pays. D'ailleurs, une alternative à l'élaboration de la loi-cadre régionale serait l'adhésion de la CEEAC à la Charte Européenne de l'Energie⁴¹. Cependant, il est préférable que la loi soit élaborée par les experts de la région afin d'engager la responsabilité des Etats Membres dès le début de la mise en œuvre du plan d'actions proposé ci-après.

Cette solution a été choisie en Afrique de l'Ouest avec l'élaboration du Protocole sur l'Energie de la CEDEAO. L'élaboration de ce protocole inspiré par la Charte Européenne d'Energie a été initiée dans le cadre de West Africa Power Pool (WAPP). Le Protocole sur l'Energie a été élaboré par un groupe d'experts de la région. Il a ensuite été soumis à l'approbation des juristes de Etats Membres de la CEDEAO avant d'être signé par les Chefs d'Etats et de Gouvernements en janvier 2003. La ratification par les parlements des Etats Membres est en cours. Le Protocole sera annexé au Traité révisé de la CEDEAO une fois le processus de la ratification sera terminé.

Plan d'actions

Le plan d'actions pour l'élaboration de la loi-cadre pour le secteur d'électricité de la sous-région sera le suivant :

1. Assurer la prise de la décision d'élaborer la loi-cadre régionale par les instances la Conférence des Ministres de l'Energie.
2. Créer un groupe de travail ad hoc composé de juristes et techniciens désignés par les Etats Membres et les sociétés d'électricité pour l'élaborer le projet de texte de la loi-cadre avec l'assistance d'un consultant externe.
3. Organiser des séminaires élargis aux experts des sous-comités techniques de PEAC, aux administrations nationales concernées et à aux juristes des Etats Membres pour valider le projet de texte de la loi-cadre.
4. Assurer l'approbation de la nouvelle loi par la Conférence de Chefs d'Etats et de Gouvernements de la CEEAC.
5. Organiser le processus de la ratification de la nouvelle loi par les parlements des Etats Membres (suivi et contrôle).
6. Une fois la loi sera ratifiée par le nombre requis de pays, s'assurer que les Etats Membres harmonisent leurs législations nationales respectives avec les dispositions de la nouvelle loi-cadre régionale.

Le Secrétariat Permanent du PEAC aura un rôle important à jouer pour l'organisation du processus d'élaboration de la loi-cadre en terme de communication et de facilitation.

La préparation à l'élaboration de la loi-cadre de la CEEAC pourrait commencer au courant de 2005. L'expérience montre que le temps nécessaire pour élaborer le texte de la loi-cadre et le faire adopter par la Conférence des Ministres peut s'étaler sur une

⁴¹ Parmi les pays du continent africain le Nigeria, Algérie, le Maroc et la Tunisie ont actuellement le statut d'observateurs de la Charte Européenne d'Energie.

période allant de 12 à 18 mois. La durée du processus de ratification par les Etats Membres est fonction de l'engagement politique et de complexité des procédures au niveau national.

L'exemple de l'Afrique de l'Ouest montre que, deux ans après la signature du Protocole de l'Energie par les Chefs d'Etats et de Gouvernements de la CEDEAO, seul trois pays ont achevé le processus de ratification.

7.2 CADRE TECHNIQUE DE GESTION DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

Exigences imposées par le PEAC

Il s'agit de l'élaboration d'un ensemble de règles d'exploitation du marché régional interconnecté. La définition de ces règles sous-entend la détermination des exigences à imposer aux opérateurs et acceptées par ces derniers. Le choix de ses exigences sera prescrit par les solutions techniques adoptées pendant la phase de conception de système interconnecté du PEAC.

Dans un premier temps, les exigences minimales peuvent être identifiées pour permettre aux participants de tirer des avantages réciproques des échanges d'énergie et pour assurer que les transactions n'engendreront pas de difficultés pour les partenaires. Au minimum, les opérateurs doivent être tenus de :

- Maintenir les écarts par rapport aux programmes d'échanges d'énergie électrique au sein des réseaux interconnectés dans les limites définies par les normes du système d'échanges.
- Se conformer aux spécifications de qualité de la fourniture de l'énergie électrique, établies et modifiées de temps à autre par PEAC.
- Maintenir une production adéquate en régime de contrôle automatique et maintenir les quantités suffisantes de différentes réserves opérationnelles.
- Maintenir les interfaces de télémesure et de télécommunications avec d'autres opérateurs et s'assurer d'une transmission fiable de données de comptage.
- Assurer la disponibilité des services de transit en accord avec les règles préétablies.
- Répondre à toute demande d'assistance en cas d'urgence selon les procédures préétablies.
- Fournir régulièrement des données nécessaires décrivant l'état physique du système (offre, demande, capacités disponibles aux interconnexions).
- Effectuer le règlement dans les délais prévus des factures d'achats d'énergie effectués.

Ces exigences seront périodiquement évaluées et revues au fur et à mesure que le fonctionnement du PEAC évolue vers un marché « spot ». Il est cependant nécessaire

dès à présent d'effectuer les tâches suivantes liées à la mise en œuvre du cadre technique de gestion des activités opérationnelles du PEAC :

1. Elaboration des règles et des normes d'exploitation des réseaux interconnectés.
2. Découpage de systèmes électriques existants dans des zones de contrôle et renforcement des capacités de gestion pour ces zones.
3. Définition des types de transactions (contrats) d'échanges et de méthodologie de détermination des prix.
4. Création de mécanisme de compensation des transactions le mieux approprié aux conditions régionales.

Règles d'exploitation des réseaux interconnectés

Pour permettre une exploitation efficace et fiable du système électrique interconnecté, il est nécessaire que le PEAC établisse la philosophie générale et les grands principes de l'exploitation pour l'ensemble de participants, similaires aux celles mise en place par Union de Coordination de la Production et du Transport d'Electricité (UCTE) en Europe ou par la NERC aux Etats Unis. Dans l'UCTE, ces principes concernent les aspects suivants :⁴²

- Équilibre production - consommation
- Valeur de la fréquence et réglage primaire
- Réglage secondaire de la fréquence et des échanges
- Réglage de la tension et puissance réactive
- Échanges entre zones de réglage, transports pour tiers, transits
- Coordination des décomptes des échanges involontaires
- Sécurité du réseau, critère « n-1 », stabilité, courants de court-circuit
- Analyse prévisionnelle et en temps réel de la sécurité
- Mesures générales de sauvegarde et plans de défense contre les grands incidents
- Mesures de reconstitution après écroulement de réseau
- Extension de la zone de synchronisme
- Échanges d'informations entre les membres

Dans un premier temps, l'ensemble de règles et de normes d'exploitation sera créé en utilisant une codification prédéfinie. Cela sous-entend l'adaptation d'un code de réseau de transport et des accords commerciaux afin d'établir :

⁴² Résumé des principes actuels d'exploitation de l'UCTE. Décembre 2004.

- Les normes communes pour la conception du réseau.
- Les règles techniques pour le raccordement au réseau et code d'exploitation.
- Les règles techniques pour le fonctionnement intégré et la gestion des flux d'électricité sur le réseau interconnecté (sécurité et stabilité.)
- Les modalités de transit par les réseaux des tiers.
- Les règles techniques pour limiter la propagation de fautes chez les voisins interconnectés.
- Les systèmes et procédures pour le comptage et le règlement des transactions.
- Etc.

Un accent particulier devra être mis sur l'élaboration des règles de transit d'énergie par un pays tiers. En effet, le PEAC aura besoin de règles harmonisées définissant les droits et les limites de transit. En absence de telles règles, les participants du PEAC envisageant la construction de lignes de transport dont l'objet principal sera d'assurer le transit pour le compte de tiers, hésiteront fortement à s'y engager. De même, les distributeurs hésiteront à envisager les achats par transit et continueront à recourir à une production locale, même si le prix de l'énergie transitée est moins élevé.

Dans l'Accord Inter-sociétés du PEAC il est prévu d'élaborer un Accord d'exploitation et des consignes d'exploitation. Il est recommandé d'englober ces accords dans un seul document de base qui sera **le Code du Réseau de Transport PEAC**. Ce Code sera élaboré par les sous-comités techniques qui constituent un cadre commun à tous les opérateurs du réseau interconnecté régional.

Découpage en zones de contrôle

Le premier pas consiste à déterminer le type d'opérateurs participant au réseau interconnecté du PEAC ainsi que les procédures de contrôle qui leur seront appliquées. Il s'agit de subdiviser la sous-région en zones de contrôle répondant aux critères établis par les règles d'exploitation du marché régional interconnecté. Dans la mesure de possible les limites de zones doivent :

- Correspondre aux limites de propriété des réseaux du transport.
- Etre définies de sorte que les flux d'électricité passant par ces zones s'effectuent relativement librement. L'idéal serait que les goulots d'étranglements des réseaux de transport se situent aux limites des zones de contrôle.

Toutes les compagnies de transport composant le PEAC doivent appartenir à une zone de contrôle qui se conforme aux normes/règles tant sur le plan de l'exploitation que sur le plan des capacités de contrôle/commande (centres de dispatching, capacités de télécommunication et de télémessure). Cela implique la disponibilité de moyens de communication adéquats. Les sociétés d'exploitation devront être capables de communiquer en temps réel entre elles et avec le futur centre de coordination du PEAC.

C'est ainsi que tous les membres opérationnels du PEAC auront deux responsabilités distinctes vis-à-vis de la télémesure et des télécommunications :

- Mettre en place et maintenir la télémesure nécessaire pour recueillir les données nécessaires, ainsi que le matériel / logiciel de télécommunications nécessaire pour fournir ces informations au centre de contrôle dirigeant les opérations dans la zone de contrôle dont il a la responsabilité.
- Assurer la soumission des données correspondantes à leurs centres de contrôle dans des formats convenus entre les membres opérationnels.

Cependant, les capacités de communication dans la plupart de pays de la CEEAC sont encore très limitées et les opérateurs de réseaux souvent ne disposent pas de moyens de conduite et d'outils d'aide à l'exploitation des réseaux interconnectés. Parmi les insuffisances, on indiquera une forte dépendance des communications téléphoniques due à l'insuffisance de liaisons informatiques et de télémesures.

Il serait nécessaire de faire un diagnostic de la situation des systèmes participants. En fonction des résultats obtenus le PEAC devrait procéder à un état des lieux des moyens de conduite des systèmes électriques nationaux afin d'établir un programme d'installation, de modernisation et d'harmonisation (pour assurer la compatibilité régionale) des instruments de gestion des dispatchings nationaux, des progiciels de gestion et des moyens de télémesure et de télécommunication en fonction de besoins croissants du système interconnecté régional. Utilisation de câbles de garde en fibre optique pour les nouvelles lignes d'interconnexion devrait permettre de mettre à niveau et de fiabiliser le système de communication, voire d'assurer des revenus supplémentaires par leur mise en location à des opérateurs de télécoms.

Transactions (contrats) types

Il serait souhaitable de créer des mécanismes contractuels pour les échanges bilatéraux/multilatéraux par le biais d'accords standards pour les achats d'énergie et les services associés. On devrait choisir les types de transactions (ou contrats) les mieux adaptés pour l'Afrique Centrale. Le choix doit être fait sur la base de principes initiaux réalistes. Les transactions suivantes devront être considérées :

1. *Transactions d'énergie électrique fermes* tenant compte de la valeur et de l'utilisation de la capacité ainsi de l'achat de l'énergie électrique.
2. *Transactions économiques* ne tenant compte que de l'énergie et utilisées pour optimiser la production à court terme. Dotés de ce type de contrat, les participants seront en mesure de conclure des marchés rapidement sans approbation externe.
3. *Transactions de transit (wheeling)* ne servent qu'au transport d'énergie électrique (et de capacité) entre deux parties par l'intermédiaire d'un réseau tiers.

4. *Transactions liées aux services auxiliaires* achetés par l'opérateur de transport aux producteurs (ou aux auto-producteurs) d'électricité.

Détermination des prix de transit

L'expérience internationale montre qu'en absence de réglementation dans ce domaine, les tarifs et les modalités pour le transit découlent de négociations bilatérales. Comme résultat, souvent les sociétés qui assurent le transit s'estiment mal payées, tandis que les acheteurs de services de transit estiment qu'ils paient trop. Pour éviter ce genre de problème et faciliter le transit d'énergie par un pays tiers le PEAC aura besoin de définir une méthodologie tarifaire commune pour ce type de transaction. Cela permettra aux opérateurs qui le souhaitent de bénéficier du principe de l'accès des tiers aux réseaux dans le cadre de leurs transactions internationales.

Mécanisme de règlement des transactions

Il est prévu dans l'Accord inter-sociétés la création d'un mécanisme transparent et fiable pour le règlement rapide des transactions commerciales d'électricité. Il reste donc à définir quelle sorte de mécanismes de règlement seraient les mieux adaptés aux conditions du PEAC.

A titre d'exemple, on peut se référer à l'expérience de WAPP en Afrique de l'Ouest, où plusieurs participants au WAPP sont en faveur de la création d'un mécanisme de règlement centralisé. Cependant, cette solution n'est viable que si elle est accompagnée d'un système des garanties/sûretés et de sanctions permettant d'imposer une discipline à tous les acteurs et minimiser les risques d'impayés.

Il est donc recommandé que le PEAC dispose d'une chambre de compensation qui assure le recouvrement des paiements et lui permet d'affirmer sa propre crédibilité à encourager les échanges d'énergie dans la région. Le PEAC ne doit pas s'engager dans la démarche de compensation de transactions que s'il est en mesure de percevoir les sommes dues et/ou d'imposer des sanctions efficaces aux mauvais payeurs. Il devra aussi se doter de mécanismes permettant à ses membres de se couvrir contre les risques de change.

Le choix de la localisation du compte de compensation revêt une importance primordiale pour la sécurité des transactions financières. Vu l'importance des sommes d'argent en jeu il est important que la chambre de compensation soit domiciliée dans un pays disposant d'un système bancaire et financier transparent et crédible.

Il est important de signaler que plusieurs questions devront être discutées et faire l'objet d'un accord entre les différents participants (Etats Membres, opérateurs, etc). Il s'agit de :

- La monnaie des transactions
- La liberté de transfert des sommes dues aux opérateurs
- La fiscalité applicable

- L'application des sanctions par les juridictions locales ou communautaires.

Plan d'actions

La mise en place de cadre technique de la gestion des activités opérationnelles du PEAC se fera progressivement au fur et à mesure de développement de l'infrastructure interconnectée dans la sous-région. La tâche de la conception de ce cadre technique revient aux sous-comités techniques du PEAC. Dans la phase de démarrage actuelle, le PEAC doit assurer que ses groupes de travail ont des capacités adéquates pour guider le processus de la mise en place. Il s'avère donc nécessaire d'organiser le travail des sous-comités techniques.

Les actions recommandées à moyen terme sont :

1. Constituer les sous-comités techniques et les rendre opérationnels dans les domaines suivants dans la période 2005 – 2006 :

- La formation pour des experts des sous-comités techniques à la nature exacte de leur travail. Cette formation pourrait être dispensée pendant une des premières sessions de travail des sous-comités techniques. La formation peut consister en séries de présentations par le Secrétariat Permanent du PEAC et par les experts d'autres pools électriques plus avancés dans leur développement.
- Le renforcement des capacités pour les experts impliqués selon les recommandations détaillées dans la sous-section 7.4.1.
- Etablissement d'un système de communication régional intégré pour les experts des pays chargés de cette tâche. Cela est nécessaire pour assurer que le processus ne s'interrompt pas entre les réunions de travail. Ce système devrait inclure les possibilités de communication par téléphone, fax et, surtout, par e-mail.
- La création d'un site web du PEAC doté d'un forum d'échange d'opinions pour les membres des comités techniques. L'accès à ce forum d'échange peut être limité aux experts de la région chargés de la mise en œuvre du PEAC. Toutefois, le site web pourrait également héberger les documents du PEAC accessible à tous. Il s'agit notamment des descriptions de la mission, de la vision et des objectifs de projet.

Au fur et à mesure de la création des documents afférents aux cadres juridique, de régulation et de gestion technique, il sera également possible de les afficher sur ce site. Il est évident que les investisseurs privés éventuels apprécieront la possibilité de trouver sur ce site la loi-cadre portant organisation du secteur électrique régional et les droits qu'elle leur accorde.

Ce site web devra également fournir un accès aux données sur les secteurs électriques nationaux.

2. Organisation de collecte des données pour alimenter la base de données du PEAC (2005-2006) :
 - Harmonisation des concepts et la définition des indicateurs.
 - Harmonisation des méthodes de collecte des données.
 - Définition et mise en place du processus de collecte, mise à jour et validation des données.
3. Harmonisation des règles d'exploitation entre les opérateurs (2006 – 2008) :
 - *Benchmarking* des pratiques des opérateurs existants.
 - Harmonisation des normes et standards.
 - Plan d'actions pour la mise à niveau des systèmes des opérateurs.
4. Etude sur la tarification du transport (2007).
5. Etude de faisabilité de la Chambre de compensation (2008).

7.3 MISE EN PLACE DE LA REGULATION REGIONALE DES ACTIVITES DU PEAC

Définition

Le besoin en régulation régionale en Afrique Centrale s'accroîtra au fur et à mesure de l'expansion de l'infrastructure interconnectée et de l'augmentation de nombre et du volume des échanges. C'est dans cette optique que le PEAC prévoit d'ores et déjà de démarrer le développement d'une capacité de la régulation régionale. Dans les deux accords-cadre établissant le PEAC, l'Organe de Régulation régionale est défini comme « Organe chargé de suivi de la mise en application des règles et des conditions d'échange d'énergie et des transactions entre sociétés membres ».

L'expérience internationale montre qu'il existe différentes approches pour établir la fonction de régulation régionale : comité composé des représentants des organes nationaux de régulation ou d'autres autorités des pays membres, l'association des régulateurs nationaux, entité de régulation régionale composée des experts indépendants... L'approche la plus répandue est d'impliquer les entités de régulation nationales dans le processus de mise en place d'un régulateur régional. Après l'établissement de l'organe régional, les autorités nationales sont sensées assurer l'interface entre leurs systèmes de régulation à travers la mise en commun des informations et la formation de leurs agents aux spécificités de la régulation du secteur électrique. Cette approche sous-entend l'existence d'autorités de régulation bien rodées à l'exercice de leur mission dans les pays impliqués.

Etant donné que les systèmes de régulation nationale ne sont pas encore bien développés en Afrique Centrale, une approche serait de passer à l'établissement d'une fonction de régulation régionale suffisamment tôt, mais seulement pour certaines fonctions bien définies et affectant, de façon évidente et immédiate, les échanges transfrontaliers et les interconnexions de transport dans l'espace CEEAC. Il est donc impératif de définir avec précision le champ d'intervention de la régulation régionale.

Attributions

A ce jour, l'expérience disponible sur le continent africain montre que la régulation régionale sera nécessaire au minimum pour définir :

- L'accès aux réseaux et les tarifs pour certains niveaux de tension pour exécuter les transactions transfrontalières.
- Les règles communes ou les processus visant à l'harmonisation des fonctions technique de contrôle du système de transport et des moyens de coordination de réseaux interconnectés ainsi que les dispositifs permettant l'application de ces règles.
- Du point de vue de l'expansion et planification de l'infrastructure interconnectée l'organe de régulation régional doit avoir l'accès aux informations dont il a besoin pour assurer la régulation relative aux activités

du marché interconnecté régional. Ceci sera indispensable pour assurer l'examen efficace des transactions.

Les accords établissant le PEAC définiront les attributions d'Organe de Régulation du PEAC de façon suivante :

- Organiser les marchés de l'électricité dans le PEAC ;
- Veiller à l'application des règles du jeu entre membres participant aux échanges de puissance et de l'énergie ;
- Harmoniser les procédures comptables et de facturation des échanges de puissance et de l'énergie ;
- Exiger la séparation comptable de gestion des comptes des unités de production intégrées participant au PEAC ;
- Harmoniser les tarifs d'accès aux réseaux des sociétés membres.

L'accord-cadre intergouvernemental postule que ces attributions ne sont pas définies de manière limitative, ce qui offre la possibilité de les modifier ou de les définir plus précisément ultérieurement.

Composition

L'accord-cadre intergouvernemental prévoit que l'organe de régulation du PEAC soit « constitué des représentants des organes de régulation des pays membres ». Cela pose la question de la composition d'organe de régulation et du fonctionnement. La création d'une institution composée des représentants de 11 pays, si cela est le cas, sous-entend l'idée selon laquelle chaque pays sera représenté de façon égale.

Cette approche est fondée sur le principe que l'organisme de régulation régional doit refléter les intérêts spécifiques de chaque pays membre. Cependant, le résultat pourrait être un organisme hautement politisé, dont les membres pourraient être soumis aux pressions politiques de leur gouvernement et éprouver des difficultés à trancher sur des questions de régulation en toute indépendance. En plus, cette approche est susceptible de poser d'autres problèmes, notamment :

- La difficulté de créer un organisme à pouvoir décisionnel efficace, possédant un effectif adéquat et suffisamment bien informé, avec un nombre aussi important de membres votant. Un organe composé de 11 membres dépasse de loin la norme pour des organismes de régulation indépendants efficaces (généralement de 3 à 5 membres).
- Les difficultés dans le développement de critères pour la sélection des régulateurs en mesure de s'acquitter de la tâche complexe de la régulation économique et de l'application de ces critères, à savoir trouver des candidats qualifiés et assurer qu'ils remplissent toutes les conditions requises pour assurer leurs fonctions.

- Des coûts de fonctionnement élevés, surtout si le même principe est appliqué pour le choix de personnel du support aux autorités de régulation.

Une solution alternative moins coûteuse et plus efficace serait de définir l'entité de régulation comme un organe indépendant composé de trois à cinq experts dont la sélection sera effectuée en fonction de leur expertise dans les domaines technique, économique, financier et juridique. Ils devraient aussi avoir une réputation de probité morale. Le principe de la nomination d'experts autonomes présente un certain nombre d'avantages, à savoir :

1. Cet organe pourrait être mis en place assez rapidement, dès que les gouvernements de la CEEAC s'engageront à la mise en place et au financement de l'institution et de ses éléments conceptuels de base.
2. S'il a été constitué et sélectionné correctement, cet organe sera à l'abri d'influences et pressions politiques qui risqueraient de compliquer la tâche des régulateurs représentant les pays, qu'il soit composé de personnes désignées par les gouvernements ou par les organismes de régulation nationaux.
3. Cet organe sera un organisme décisionnel beaucoup plus souple et efficace que les modèles de régulation représentatifs qui repose sur une activité intermittente et qui sont soumis aux influences politiques.
4. Ses coûts de fonctionnement seraient inférieurs et auront un impact minimal sur les opérateurs.

Acceptation par les Etats Membres

Quel que soit le modèle adopté pour la constitution de l'organe de régulation du PEAC, il est nécessaire de penser à la résistance que les systèmes des états membres sont susceptibles de montrer vis-à-vis un organe de régulation jouissant de pouvoirs et de responsabilités de régulation à l'échelon régional. Dès le début, il est nécessaire de reconnaître que les objectifs, la portée et la nature de la fonction de régulation sont fondamentalement différents pour la régulation nationale et régionale. La régulation nationale a pour mission de :

- Protéger des consommateurs de l'abus de pouvoir de monopole, présent dans la plupart des systèmes d'électricité existants (privés ou publics) ;
- Imposer de règles commerciales et techniques pour le service public et pour les consommateurs (par exemple, pour établir les tarifs équitables et réduire les pertes, techniques et non techniques) ; ainsi que
- Dans la mesure de possible, créer un environnement facilitant des échanges transfrontaliers d'énergie électrique.

Par contre, la régulation régionale a pour mission de promouvoir et protéger :

- Echanges d'énergie électrique entre les participants du marché transfrontalier.

- Planification coordonnée de l'expansion du système interconnecté de transport et de son exploitation.
- Mécanismes et règles de marché garantissant l'efficacité des échanges électriques transfrontaliers.

Compte tenu des obligations et des objectifs différents et potentiellement divergents de la régulation nationale et régionale, il est important de prévoir des mesures pour assurer leur compatibilité.

L'organe de régulation régionale ne serait en mesure de s'acquitter correctement de ses tâches qu'à condition que le besoin en régulation régionale soit préalablement compris et accepté par les Etats Membres. Pour donner plus d'autorité à l'organe de la régulation régionale il est souhaitable d'envisager l'élaboration et la promulgation d'un Accord sur la Régulation Régionale devant être ratifié par les Etats Membres et annexé au Traité instituant la CEEAC.

L'acceptation ainsi que l'harmonisation de cadres de régulation des Etats Membres pourrait être facilitée par la participation des experts nationaux aux programmes de renforcement des capacités relatifs au projet de la mise en place d'un régulateur régional.

Plan d'actions

Un certain nombre de mesures pourront être prises pour assurer et faciliter le développement efficace de la régulation régional autonome. Ces mesures pourront être mises en œuvre en trois étapes.

Dans un premier temps, il est recommandé d'effectuer une étude sur les modalités de la mise en place d'un organe de régulation en Afrique Centrale. Cette étude comprendrait les points suivants :

1. Analyse détaillée des capacités de la régulation actuellement existantes dans les Etats Membre.
2. Définition des besoins en régulation régionale pour le PEAC à court, moyen et long terme.
3. Propositions concernant le rôle et le champ d'intervention de l'Organe de Régulation Régionale par rapport aux activités du PEAC et aux entités de régulation nationales existantes et projetées.
4. Propositions concernant la définition détaillée de :
 - Statuts et règlement interne
 - Structure organisationnelle et modalités de sélection et nomination de ses membres
 - Procédures opérationnelles
 - Mode de financement

5. Propositions concernant le programme de renforcement de capacités pour les régulateurs régionaux et nationaux, notamment, les actions de formation.
6. Propositions concernant le schéma et le calendrier de la mise en place de l'organe de la régulation régionale.
7. Evaluation des besoins financiers pour la mise en œuvre de projet.

La deuxième étape consistera en mise en place d'un comité « ad hoc » sous les auspices du PEAC, qui sera chargé de la mise en œuvre de processus, en particulier de l'élaboration de l'Accord intergouvernemental sur la régulation régionale et d'autres textes de base. Ce comité « ad hoc » doit être composé d'experts possédant les connaissances spécialisées nécessaires pour contribuer à ce processus. Ceux seront des experts possédant des compétences en régulation, en conception des institutions et dans le droit administratif. Le comité pourrait s'adjoindre les compétences de consultants internationaux.

Enfin, la nomination des membres de la commission et le recrutement des cadres principaux mettront fin au processus de mise en place de l'Organe de Régulation Régionale. Ce personnel prendra en charge l'adoption des règles et des procédures opérationnelles ainsi que la mise en place d'une base et de connaissances spécialisées. Il devrait en même temps élaborer et exécuter un plan de formation de ses membres et de son personnel aux objectifs de leurs fonctions.

L'établissement de la fonction de régulation régionale est un long processus qui peut prendre de 3 à 6 ans. Le calendrier de la mise en place de l'organe de régulation régionale du PEAC et de renforcement de ses capacités doit être étroitement lié à la démarche de développement de l'infrastructure interconnectée et aux prévisions de l'augmentation de nombre d'échanges d'énergie électrique. Le volet du processus relatif au renforcement des capacités et à la formation devrait être mis en place dès à présent comme détaillé dans la section suivante.

7.4 PROGRAMME DE RENFORCEMENT DES CAPACITES DU PEAC A MOYEN TERME (2005-2010)

La complexité du projet de la mise en œuvre du PEAC dans les conditions actuelles sous-entend le développement des capacités adéquates dans la sous-région de la CEEAC. Cela est nécessaire parce que les inégalités existantes entre le développement du secteur de l'électricité des pays de la sous-région et les limitations des institutions régionales existantes créent des obstacles potentiels au développement du PEAC.

Le renforcement des capacités se fait principalement au travers d'une assistance technique externe et de programme de formation. Le choix des volets du programme de renforcement des capacités à moyen terme doit être limité aux questions qui auront des impacts négatifs (à savoir des suppléments de coût importants ou des retards significatifs) si leur mise en place est reportée de plusieurs années, jusqu'au développement intégral des institutions du PEAC.

Les programmes et actions recommandés à moyen terme pour le renforcement des capacités concernent :

1. Le développement des compétences pour faciliter la création du cadre technique de la gestion du PEAC (Formation et voyages d'étude).
2. Le développement des compétences pour faciliter la mise en place de la régulation régionale (Formation).
3. L'assistance technique au Secrétariat Permanent du PEAC.

7.4.1 Développement des compétences techniques

Formation

Le programme de formation dans ce domaine doit inclure les volets suivants :

- Structure des pools électriques
- Fonctionnement des pools électriques au quotidien (règles et normes d'exploitation et de raccordement au réseau de transport, les moyens de dispatching pour coordination des opérations, le rôle du centre de coordination, les méthodes de détermination de prix, etc.)
- Cadre contractuel (modalités, structure et contenu, procédures de mise en concurrence) :
 - Contrats à long terme
 - Contrats d'échanges d'énergie bilatéraux
 - Contrats pour les services de transit
- Opérations de dispatching et de télé-conduite.
- Principes fondamentaux des opérations hydroélectriques et de la gestion de bassin versant dans le cadre d'un système d'échanges d'énergie (étant donné l'importance de l'hydroélectricité dans la région).

Voyages d'étude

Il est également possible d'assurer le développement des compétences techniques à travers les voyages d'étude pour visiter les pools énergétiques fonctionnels. Le SAPP doit figurer en priorité parmi les organismes ciblés. Les experts d'autres systèmes régionaux sont bienvenus aux sessions de travail de sous-comités de planification, des opérations et d'environnement du SAPP en tant qu'observateurs. Une visite de Centre de Coordination du SAPP à Harare (Zimbabwe) devrait permettre de prendre connaissance des activités liées à l'exploitation, à la planification du système régional ainsi qu'au développement du marché régional d'électricité.

Si la visite du SAPP présente l'avantage de se familiariser avec les problèmes à résoudre durant le développement d'un pool énergétique en Afrique, elle ne permet pas d'avoir une vue complète d'un pool en fonctionnement. Pour ce faire une visite des pools énergétiques existant aux Etats-Unis pourront permettre de se familiariser avec :

- La conception et le fonctionnement d'un marché ouvert d'électricité.
- La régulation des échanges transfrontaliers et inter-régions d'énergie électrique.
- La planification de l'infrastructure dans un marché ouvert.
- Les règles d'exploitation du réseau de transport d'électricité dans un marché ouvert.
- La tarification du transport et des services auxiliaires.

Ces visites sont aussi une occasion de faire des présentations relatives aux activités du PEAC et de bénéficier de retour d'expérience des entités visitées.

Ces programmes de formation et de visites d'étude sont destinés principalement aux experts de sous-comités techniques du PEAC, le personnel du PEAC ainsi que les experts des sociétés participant impliqués dans le développement de cadre technique de gestion. Il est souhaitable de commencer à préparer et dispenser ces programmes assez tôt (2006 – 2007).

7.4.2 Développement des compétences pour la mise en place de la régulation régionale

Le programme de formation doit inclure les volets suivants :

- Eléments de régulation d'électricité :
 - Principes fondamentaux d'alimentation en électricité : aspects techniques, économiques et de régulation.
 - Développement de la régulation : concepts, contexte et principes juridiques pour la régulation.
 - Processus, procédures, modalités de régulation, résolution des différends et application des décisions.
 - Acquisition et gestion des données, gestion du processus de la régulation.
- Restructuration régionale et échanges régionaux et les implications pour la régulation :
 - Réforme de la structure du marché et ajustements réglementaires.
 - Mécanismes des transactions internationales: devises, règlement des transactions, réglementation internationale des charges de transit.
- Principes économiques des services de fournitures électriques – tarification, comptabilité et financement du développement dans le contexte d'un secteur en pleine évolution :
 - Principes de la tarification pour le transport, les fournitures d'électricité en gros et les ventes aux clients finaux.

- Comptabilité et réglementation des sociétés d'électricité.
- Financement des investissements.

L'auditoire de ce programme de formation doit inclure les représentants des entités de régulation nationales ainsi que les experts qui seront impliqués dans l'établissement de la fonction de la régulation régionale.

En prenant en compte le temps nécessaire pour développer l'infrastructure interconnectée, on pourrait envisager de commencer la démarche de préparation de cette formation en 2007 avec l'intention de la dispenser en 2008 – 2009.

Plan d'actions

Le plan d'action consistera en actions suivantes :

- 1 Déterminer les organismes et les experts susceptibles de donner la formation de qualité adaptée aux besoins de la région.
- 2 Elaborer les programmes de formation détaillés dans les domaines identifiés et en déterminer les coûts.
- 3 Déterminer la liste de participants pour chaque programme.
- 4 Identifier les sources de financement. Afin de réduire les coûts il est recommandé de dispenser la formation dans la sous-région.
- 5 Organiser les programmes de renforcement des capacités.

7.4.3 Assistance technique au Secrétariat permanent du PEAC

Etant donné la complexité du projet de la mise en œuvre du PEAC et le niveau de compétences/expertise spécialisées requises pour assurer le bon déroulement de ce projet, il serait souhaitable, que le Secrétariat Permanent du PEAC sollicite l'appui de l'assistance technique spécialisée à moyen terme (2005 – 2010). Il s'agit de mettre au service du projet une équipe d'experts ayant l'expérience de ce type de projets et de préférence sur le continent africain. C'est ainsi que le WAPP bénéficie de la présence d'une assistance technique financée par le *West Africa Regional Program (WARP)* de l'USAID. L'équipe de consultants est basée dans les locaux du Secrétariat Exécutif de la CEDEAO à Abuja depuis 2001.

L'assistance technique aura pour vocation d'assister le Secrétariat Permanent du PEAC dans les activités relatives à la mise en œuvre du PEAC. Notamment, l'assistance technique apportera l'expertise nécessaire pour :

- Le suivi et contrôle de l'élaboration du Schéma Directeur du PEAC et de ses révisions ultérieures.
- La préparation des projets prioritaires de transport et de production de l'énergie électrique afin d'assurer leur financement par les bailleurs de fonds.

- L'établissement d'un climat favorable au financement des projets par les organismes privés et les partenariats public/privé
- Le développement des capacités de planification et de modélisation de l'expansion du secteur électrique régional.
- La coordination de la démarche d'augmentation de l'efficacité des systèmes nationaux d'électricité et leur niveau de préparation pour le raccordement au système régional.
- Le soutien au PEAC dans le domaine de développement de son système de gouvernance :
 - Développement du cadre juridique régional
 - Création des organismes et des institutions centrales du PEAC
 - Etablissement du cadre de régulation régional
- La préparation et réalisation des programmes de renforcement des capacités pour les experts impliqués dans la mise en place du PEAC.

Cette liste n'est pas exclusive. Au quotidien, l'intervention de l'équipe de l'assistance technique consistera à assister le PEAC dans les activités suivantes :

- Liaison avec des experts en charge dans les sociétés d'électricité et organismes publics de la sous-région,
- Liaison avec des bailleurs de fonds et autres investisseurs,
- Préparation des réunions de travail du PEAC,
- Identification de domaines d'intervention pour les consultants spécialisés,
- Elaboration de termes de références sur les sujets spécifiques pour les consultants spécialisés,
- Identification de consultants ayant l'expertise pour travailler sur les sujets spécifiques,
- Assistance à l'évaluation des offres et la sélection de consultant,
- Autres activités quotidiennes selon les besoins identifiés.

Pour mieux maîtriser le processus, l'assistance technique sera tenue à élaborer en coordination avec le Secrétariat Permanent du PEAC un plan de travail annuel qui devrait être re-ajusté une fois au milieu de la période annuelle de performance.

L'équipe de l'assistance technique devrait être basée en plein temps à Brazzaville dans les locaux du Secrétariat Permanent du PEAC où à la proximité et pourrait être composée d'un expert expatrié aidé par deux (2) ingénieurs africains recrutés dans la région. L'expérience montre que l'expert expatrié (conseiller en énergie senior) doit posséder les connaissances et l'expérience générale du secteur électrique ainsi qu'une bonne maîtrise de la gestion des projets de la mise en place de pools énergétiques. Les ingénieurs africains (conseillers techniques) doivent avoir l'expertise dans les domaines technique et institutionnel de l'exploitation du secteur d'électricité.

Afin de garantir le développement des compétences et de l'expertise nécessaires l'assistance technique devrait assurer le transfert de « know-how » tout au long de sa mission. L'assistance technique sera également tenue à développer une stratégie de la sortie du projet afin d'assurer que les experts africains (sous-comités techniques et autres organismes du PEAC) chargés de la mise en place du PEAC continuent à faire évoluer leur projet d'une manière autonome, efficace et durable.

7.5 VUE D'ENSEMBLE DES PROGRAMMES D' ACTIONS A MOYEN TERME (2005-2010) POUR LE PEAC

Cette section donne une vision globale et récapitule les actions à moyen terme proposées pour le projet de la mise en œuvre de PEAC sur la période 2005-2010.

Dans cette démarche visionnaire, la phase initiale de 2005 à 2010 est considérée comme moyen terme. C'est dans cette période que le PEAC doit réaliser les actions qui permettront d'assurer le démarrage rapide du marché régional.

Le plan 2005 – 2010 de mise en œuvre des actions du PEAC couvre les domaines juridique, technique et de régulation. Il couvre tous les domaines où des actions doivent être lancées pour assurer le développement du marché électrique régional, conformément aux recommandations formulées plus avant.

Le financement de ce plan d'actions pour la période 2005-2010 devra être recherché et obtenu auprès des agences internationales de développement et auprès des états membres. En complément, l'action numéro 2 listé dans le Tableau 7.5.1 devra être également financée par les sociétés électriques nationales et les investisseurs privés.

Le plan d'action pour la période 2005-2010 est décrit dans les tableaux suivants :

Tableau 7.5.1 - Expansion de l'infrastructure interconnectée

N°	Description	Echéance	Unité en charge
1.	Suivi de l'étude du Schéma Directeur CEEAC - PEAC	2005 - 2008	Secrétariat Permanent de PEAC
2.	Recherche de financement et préparation des projets prioritaires d'interconnexion et de production d'énergie électrique : <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="347 793 711 863">– Projets d'autoroutes électriques <li data-bbox="347 877 711 947">– Projets intégrateurs prioritaires <li data-bbox="347 961 711 1096">– Projets d'électrification transfrontalières des localités des pays de la CEEAC (PETL) 	2005 - 2010	Secrétariat Permanent de PEAC Sociétés d'électricité nationales Sociétés internationales pour le développement des projets

**Tableau 7.5.2- Mise en place du système de gouvernance de PEAC⁴³ :
Cadre juridique**

N°	Description	Echéance	Unité en charge
3.	Création du cadre juridique pour le secteur électrique régional : <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="363 533 802 600">– Elaboration du projet du texte de la loi-cadre <li data-bbox="363 621 802 716">– Réunion(s) de groupe de travail ad hoc des juristes des Etats Membres <li data-bbox="363 737 802 831">– Adoption par la Conférence des Chefs d'Etats et de Gouvernements <li data-bbox="363 852 802 947">– Début de processus de la ratification par les parlements des Etats Membres 	2005 - 2006 2007 2008 2008	Secrétariat Permanent de PEAC

⁴³ Ce cadre de gouvernance se matérialise au travers de documents spécifiant des règles administratives pour les participants au marché interconnecté régional.

Tableau 7.5.3 - Mise en place du système de gouvernance de PEAC : Cadre technique

N°	Description	Echéance	Unité en charge
4.	Constituer les sous-comités techniques et les rendre opérationnels : <ul style="list-style-type: none"> – Formation aux objectifs de travail – Etablissement d'un système de communication régional intégré – Création du site web 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC
5.	Organiser la collecte des données pour alimenter la base de données du PEAC : <ul style="list-style-type: none"> – Harmonisation des concepts et la définition des données – Harmonisation des méthodes de collecte des données 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC
6.	Harmoniser des règles d'exploitation entre les opérateurs : <ul style="list-style-type: none"> – <i>Benchmarking</i> des pratiques des opérateurs existants – Harmonisation des normes et des standards – Elaboration d'un plan d'actions pour la mise à niveau des systèmes des opérateurs 	2006 - 2008	Secrétariat Permanent de PEAC Sous-comités techniques
7.	Etude sur la tarification du transport d'énergie électrique	2008	Consultant
8.	Etude de faisabilité de la Chambre de compensation	2008	Consultant

Tableau 7.5.4 - Mise en place du système de gouvernance de PEAC : Cadre de régulation

N°	Description	Echéance	Unité en charge
9.	<p>Etude sur les modalités de la mise en place d'un organe de régulation en Afrique Centrale :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Etat des lieux dans les Etats Membres – Définition du champ d'intervention pour le régulateur régional – Statuts et règlements internes, structure, modalités de sélection des membres, procédure opérationnelles, financement – Programme de renforcement des capacités – Schéma et le calendrier de mise en place – Evaluation des besoins financiers 	2008	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultant
10.	Elaboration de l'Accord intergouvernemental et des autres textes de base	2009	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
11.	<p>Nomination des membres de la commission et recrutement des cadres principaux</p> <ul style="list-style-type: none"> – Adoption des règles et des procédures opérationnelles – Mise en place de la base de données et de connaissances spécialisées 	2010	Secrétariat Permanent de PEAC

Tableau 7.5.5 - Renforcement des capacités et assistance technique

N°	Description	Echéance	Unité en charge
12.	Elaboration du programme détaillé de renforcement des capacités pour le cadre technique : <ul style="list-style-type: none"> – Fonctionnement des pools électriques – Opérations des centrales hydroélectriques dans le cadre d'un pool énergétique – Voyages d'étude 	2005 - 2006	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
13.	Réalisation du programme de renforcement des capacités (cadre technique) <ul style="list-style-type: none"> – Formation – Voyages d'étude 	2007	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
14.	Elaboration du programme détaillé de renforcement des capacités pour le cadre de régulation	2006 - 2007	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
15.	Réalisation du programme de renforcement des capacités (cadre de régulation)	2008 - 2009	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants
16.	Assistance technique	2005 - 2010	Secrétariat Permanent de PEAC / Consultants

U.S. Agency for International Development

1300 Pennsylvania Avenue, NW

Washington, DC 20523

Tel: (202) 712-0000

Fax: (202) 216-3524

www.usaid.gov